

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías
Industriales

Instalaciones de energía solar para producción de acs
en viviendas unifamiliares

Autor: Fernando Del Real Navarro

Tutor: D. José Julio Guerra Macho

Departamento de Ingeniería Energética
Grupo de Termotecnia
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Instalaciones de energía solar para producción de acs en viviendas unifamiliares

Autor:

Fernando Del Real Navarro

Tutor:

D. José Julio Guerra Macho

Catedrático de Univerdidad

Departamento de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo de Fin de Grado: Instalaciones de energía solar para producción de a/c en viviendas unifamiliares

Autor: Fernando Del Real Navarro

Tutor: D. José Julio Guerra Macho

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

A mis padres.

A mi hermano y mis hermanas.

*A mis amigos,
compañeros y
maestros.*

Agradecimientos

Quiero dar las gracias a mis padres por haberme brindado la oportunidad de estudiar, por haberme infundado desde pequeño la importancia de ello y otros valores importantes, y por haber confiado siempre en mí.

Quiero dar las gracias especialmente a mi hermano Rafa por haber sido siempre mi principal modelo de inspiración y superación en muchos campos de la vida, por su generosidad, ayuda, seguridad, compañía y confianza que siempre deposita en mí, en definitiva, por ser siempre esa luz blanca y eterna que me guía siempre en la dirección adecuada.

Quiero dar las gracias también a mis hermanas como no, porque son parte indispensable de mi vida por los buenos ratos que pasamos y por su buena disposición a la cooperación.

Quiero dar las gracias a mis amigos y compañeros que me han acompañado en este largo viaje... que ha sido esta carrera, por haberme ayudado y por los buenos ratos que pasamos.

Quiero agradecer a mi tutor de trabajo de fin de grado, Pepe, por haber confiado en mí para hacer un proyecto como este, por haberme dado a conocer TRNSYS y su importancia, y sobre todo por su amabilidad y buen trato que ha tenido conmigo durante la duración de este trabajo, y como no, por esa simpatía y humor que le caracteriza y que te contagia, haciendo que nada más entrar y salir de su despacho haya momentos de risa.

¡MUCHAS GRACIAS!

Resumen

Este proyecto tiene como objetivos dar una visión general del desarrollo de la energía solar térmica en el mundo, dar a conocer las instalaciones solares acs en viviendas unifamiliares y los programas de simulaciones de sistemas solares como TRNSYS y CHEQ4, y por último realizar una serie de simulaciones de instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares utilizando ambos programas, con la finalidad de obtener las fracciones solares de demanda cubierta y comparar las diferencias de valores producidos entre ambos programas y analizar las causas de las mismas.

Para ello el proyecto se estructura en cuatro capítulos, en el primero de los cuales se hace un análisis muy general de la energía solar térmica operativa y producida en el mundo, Europa y España, aportando los valores de las mismas para diferentes países y aportando datos de: los tipos de captadores más utilizados, de los tipos de instalaciones solares térmicas (termosifón o circulación forzada) más empleadas hoy en día, del impacto sobre el medioambiente, etc, para de esta manera conocer la repercusión y asentamiento mundial de las instalaciones solares térmicas, especialmente las de producción de agua caliente sanitaria (acs) en viviendas unifamiliares, que son las que se tratan en este proyecto.

En el segundo capítulo se muestran los tipos de funcionamiento que pueden tener las instalaciones solares acs, por termosifón o por circulación forzada, explicándose en qué consiste cada uno de ellos así como dando a conocer sus ventajas e inconvenientes. Además se exponen las cuatro configuraciones básicas de instalaciones solares térmicas acs en viviendas unifamiliares dadas por el CHEQ4 y se explican cada una de ellas. Por último se explicarán los componentes más relevantes que conforman las instalaciones solares térmicas acs.

En el tercer capítulo se explican los programas de simulaciones de sistemas solares TRNSYS y CHEQ4 para poder luego aplicarlos para simular instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares, luego se realiza una batería de combinaciones de parámetros que conforman un total de noventa y nueve instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares, que son las que se simularán con ambos programas para obtener las fracciones solares y cuyas configuraciones paramétricas se recogen en las tablas del Anexo de este proyecto. Una vez realizadas las noventa y nueve combinaciones paramétricas, se toma una de ellas como instalación base y se explica cómo programarla en TRNSYS y en CHEQ4, explicando y mostrando mediante ilustraciones de los propios programas cómo se diseña cada componente de la instalación base. Finalmente se simula la instalación base y se obtienen sus fracciones solares.

En el capítulo cuarto y último de este trabajo, se muestran tanto numérica como gráficamente los resultados de las fracciones solares de las noventa y nueve instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares, se hace un análisis de resultados para averiguar con qué parámetros CHEQ4 reproduce unos resultados más precisos y se analizan las causas de las diferencias de valores obtenidos en ambos programas, TRNSYS y CHEQ4.

Índice

Agradecimientos	viii
Resumen	x
Índice de figuras.....	xv
Índice de tablas	xviii
Glosario de términos	xx

Capítulo 1

1. Desarrollo de la energía solar térmica.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Alcance del proyecto.....	1
1.3 La energía solar térmica	1
1.4 La energía solar térmica en el mundo y en Europa.....	2
1.3.1 Tipos de captadores utilizados	5
1.3.2 Tendencia actual de la capacidad de energía solar térmica instalada anualmente.....	7
1.3.3 Distribución mundial por tipos de sistemas térmicos solares.....	9
1.3.4 Aplicaciones de la energía solar térmica en la edificación.....	9
1.3.5 Impacto ambiental de la energía solar térmica.....	11
1.5 La energía solar térmica en España	12

Capítulo 2

2. Instalaciones solares acs para viviendas unifamiliares.....	16
2.1 Introducción	16
2.2 Tipos de instalaciones solares acs.....	16
2.3 Configuraciones básicas de las instalaciones solares acs en viviendas unifamiliares	18
2.3.1 Instalación por termosifón.....	18
2.3.2 Instalación acs con interacumulador	19
2.3.3 Instalación acs con intercambiador independiente.....	20
2.3.4 Instalación con intercambiador independiente y piscina cubierta	21
2.4 Elementos de una instalación solar	22
2.4.1 Sistema de captación solar	22
2.4.2 Sistema de acumulación.....	26

2.4.3 Sistema de calentamiento auxiliar	27
2.4.4 Sistema de transporte.....	28

Capítulo 3

3. Programación en TRNSYS y CHEQ4 de instalaciones solares acs con interacumulador en viviendas unifamiliares	32
3.1 Introducción.....	32
3.2 TRNSYS	32
3.3 CHEQ4.....	37
3.4 Cálculo y selección de parámetros.....	43
3.4.1 Parámetros del sistema de captación solar.....	43
3.4.2 Parámetros del sistema de acumulación	44
3.4.3 Parámetros del sistema de calentamiento auxiliar	47
3.4.4 Parámetros de la válvula mezcladora y termostática	47
3.4.5 Parámetros de los fluidos de trabajo	47
3.4.6 Parámetros de la red de tuberías	47
3.4.7 Parámetros de la bomba y del control.....	52
3.4.8 Parámetros de caudales en el primario y secundario	52
3.4.9 Parámetros de la temperatura de red.....	54
3.4.10 Constantes físicas utilizadas	54
3.5 Instalación base	55
3.5.1 Programación de la instalación base en TRNSYS.....	55
3.5.1.1 Parametrización de Types	61
3.5.1.2 Interconexiones de Types.....	64
3.5.2 Diseño de la instalación base en CHEQ4	65
3.6 Fracciones solares de la instalación base en TRNSYS y CHEQ4.....	68

Capítulo 4

4. Análisis de resultados y conclusiones.....	70
4.1 Introducción.....	70
4.2 Análisis de sensibilidad	70
4.3 Resultados.....	70
4.3.1 Fracciones solares.....	71
4.3.2 Fracciones solares por localidad	75
4.3.3 Fracciones solares por inclinación del campo de captación.....	77
4.3.4 Fracciones solares por superficie de captación.....	81
4.3.5 Fracciones solares por localidad e inclinación en captadores.....	89
4.4 Análisis de resultados.....	99

Capítulo 5

5. Resumen y conclusiones.....	103
5.1 Introducción.....	103
5.2 Resumen y conclusiones	103
Referencias.....	106
Anexo. Tablas de parámetros para las simulaciones	107

Índice de figuras

Figura 1. Consumo total de energía mundial por tipo de fuente en el 2010	2
Figura 2. Consumo total de energía mundial por tipo de fuente en el 2013.....	2
Figura 3. Países del mundo	3
Figura 4. Capacidad total de energía solar térmica en operación y producida en el mundo	3
Figura 5. Porcentajes de la capacidad de energía solar térmica mundial en operación	4
Figura 6. Países líderes en producción de energía solar térmica	5
Figura 7. Países líderes en producción de energía solar térmica por cada 1.000 habitantes	5
Figura 8. Distribución porcentual de los captadores en el Mundo	6
Figura 9. Distribución porcentual de los captadores en Europa	6
Figura 10. Proporciones de los tipos de captadores cada país.....	7
Figura 11. Porcentajes de capacidad de energía solar térmica instalada cada año respecto al precedente.....	8
Figura 12. Porcentajes de la capacidad energética solar térmica mundial en el 2013-2014	8
Figura 13. Proporciones de sistemas solares térmicos por termosifón y por circulación forzada..	9
Figura 14. Porcentajes de las aplicaciones de la energía solar térmica en el mundo.....	10
Figura 15. Energía solar térmica mundial producida en el 2014 y sus aplicaciones	10
Figura 16. Porcentajes de energía solar térmica mundial empleada en sus aplicaciones	11
Figura 17. Toneladas de CO ₂ no emitidas al año debido a la contribución solar térmica	11
Figura 18. Ahorro de toneladas de petróleo debido a la energía solar térmica	12
Figura 19. Previsión de superficie de captación construida anualmente en España para producción de energía solar térmica para cada sector	13
Figura 20. Estimación provincial de aumento superficie de captación para energía solar térmica en el periodo 2010-2020.....	14
Figura 21. Previsión de la producción de energía solar térmica anual hasta el año 2020 para cada sector en España	14
Figura 22. Estimación provincial española del aumento de producción de energía solar térmica en el periodo 2010-2020	15
Figura 23. Funcionamiento del sistema solar térmico por termosifón	17
Figura 24. Sistema solar térmico por termosifón	17
Figura 25. Sistema solar térmico por circulación forzada	18

Figura 26. Instalación acs por termosifón.....	19
Figura 27. Instalación acs con interacumulador	20
Figura 28. Instalación acs con Instalación acs con intercambiador independiente.....	21
Figura 29. Instalación con intercambiador independiente y piscina cubierta	22
Figura 30. Sistema de captación solar acs en una vivienda unifamiliar.....	23
Figura 31. Efecto invernadero	23
Figura 32. Flujos de energía en el captador	24
Figura 33. Elementos de un captador solar plano.....	25
Figura 34. Conexiones necesarias en acumuladores e interacumuladores.....	26
Figura 35. Interacumulador con serpentín interior.....	27
Figura 36. Sistema de calentamiento auxiliar en serie con el acumulador	28
Figura 37. Ubicación de la válvula mezcladora en la instalación.....	28
Figura 38. Válvula mezcladora.....	29
Figura 39. Ubicación de la válvula termostática en la instalación	29
Figura 40. Válvula termostática.....	30
Figura 41. Esquema de concepto de modelo en TRNSYS	33
Figura 42. TRNSYS Simulation Studio	34
Figura 43. Esquema de funcionamiento de TRNSYS	35
Figura 44. Representación gráfica de TRNExe.exe.....	35
Figura 45. Interfaz gráfica TRNBuild.....	36
Figura 46. Editor TRNEdit	37
Figura 47. Ventana de localización de CHEQ4.....	38
Figura 48. Ventana de configuración de sistemas de CHEQ4.....	39
Figura 49. Ventana de demanda acs de CHEQ4	40
Figura 50. Ventana de dimensionamiento solar/ apoyo de CHEQ4.....	41
Figura 51. Ventana de otros parámetros de CHEQ4	42
Figura 52. Ventana de resultados de CHEQ4.....	43
Figura 53. Tramos de tuberías dimensionados	49
Figura 54. Perfil de consumo diario de ACS basado en el DTIE 1.01	53
Figura 55. Esquema en TRNSYS de la instalación base	56
Figura 56. Parametrización del captador solar, Type1b.....	61
Figura 57. Parametrización del sistema interacumulador, Type60d.....	62
Figura 58. Parametrización del fichero meteorológico, Type109-TMY2	62
Figura 59. Entradas del fichero meteorológico, Type109-TMY2	63

Figura 60. Selección de la ciudad del fichero meteorológico, Type109-TMY2	63
Figura 61. Parametrización Tubería cpt-ac, Type31	63
Figura 62. Interconexión fichero meteorológico-captador solar	64
Figura 63. Interconexiones captador solar-tubería cpt-ac.....	64
Figura 64. Localidad de instalación base en CHEQ4.....	65
Figura 65. Configuración de la instalación base en CHEQ4.....	65
Figura 66. Demanda de la instalación base en CHEQ4	66
Figura 67. Dimensionamiento de la instalación base en CHEQ4, parte1ª	67
Figura 68. Dimensionamiento de la instalación base en CHEQ4, parte2ª	67
Figura 69. Resultados de la instalación base en CHEQ4	69
Figura 70. Fracciones solares de Bilbao, Madrid y Sevilla	74
Figura 71. Fracciones solares de Bilbao	75
Figura 72. Fracciones solares de Madrid	76
Figura 73. Fracciones solares de Sevilla	76
Figura 74. Fracciones solares con inclinación de 30° en captadores	78
Figura 75. Fracciones solares con inclinación de 45° en captadores	79
Figura 76. Fracciones solares con inclinación de 60° en captadores	81
Figura 77. Fracciones solares con área de captación de 2 m ²	82
Figura 78. Fracciones solares con área de captación de 4 m ²	84
Figura 79. Fracciones solares con área de captación de 6 m ²	85
Figura 80. Fracciones solares con área de captación de 8 m ²	86
Figura 81. Fracciones solares con área de captación de 10 m ²	87
Figura 82. Fracciones solares con área de captación de 12 m ²	88
Figura 83. Fracciones solares con área de captación de 16 m ²	89
Figura 84. Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 30° en captadores	90
Figura 85. Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 45° en captadores	91
Figura 86. Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 60° en captadores	92
Figura 87. Fracciones solares de Madrid con inclinación de 30° en captadores	93
Figura 88. Fracciones solares de Madrid con inclinación de 45° en captadores	94
Figura 89. Fracciones solares de Madrid con inclinación de 60° en captadores	95
Figura 90. Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 30° en captadores	96
Figura 91. Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 45° en captadores	97
Figura 92. Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 60° en captadores	98

Índice de tablas

Tabla 1. Parámetros del captador solar	44
Tabla 2. Alturas de las conexiones de entrada y salida al acumulador	45
Tabla 3. Pérdidas térmicas del acumulador.....	45
Tabla 4. Parámetros del sistema de acumulación.....	46
Tabla 5. Parámetros de los fluidos de trabajo	47
Tabla 6. Características de las tuberías	48
Tabla 7. Diámetros internos de tuberías del circuito primario y de consumo.....	48
Tabla 8. Longitudes de tuberías acumulador-captador	50
Tabla 9. Longitudes de tuberías captador- acumulador	50
Tabla 10. Longitudes de tuberías de consumo	50
Tabla 11. Longitudes de tuberías de las instalaciones.....	50
Tabla 12. Características tuberías circuito primario y de distribución.....	51
Tabla 13. Parámetros de radiación arranque-parada de la bomba	52
Tabla 14. Parámetros de temperatura arranque-parada de la bomba	52
Tabla 15. Factores horarios normalizados a 24.....	53
Tabla 16. Caudales en el circuito primario y secundario	54
Tabla 17. Temperaturas del agua de red	54
Tabla 18. Constantes físicas.....	55
Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS.....	57
Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS, (continuación 1).....	58
Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS, (continuación 2).....	59
Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS, (continuación 3).....	60
Tabla 20. Simulaciones de Bilbao.....	72
Tabla 21. Simulaciones de Madrid	73
Tabla 22. Simulaciones de Sevilla	74
Tabla 23. Simulaciones con 30° de inclinación en captadores	78
Tabla 24. Simulaciones con 45° de inclinación en captadores	79
Tabla 25. Simulaciones con 60° de inclinación en captadores	80
Tabla 26. Simulaciones con área de captación de 2 m ²	82

Tabla 27. Simulaciones con área de captación de 4 m ²	83
Tabla 28. Simulaciones con área de captación de 6 m ²	84
Tabla 29. Simulaciones con área de captación de 8 m ²	86
Tabla 30. Simulaciones con área de captación de 10 m ²	86
Tabla 31. Simulaciones con área de captación de 12 m ²	87
Tabla 32. Simulaciones con área de captación de 16 m ²	88
Tabla 33. Simulaciones de Bilbao con 30° de inclinación en captadores	90
Tabla 34. Simulaciones de Bilbao con 45° de inclinación en captadores	91
Tabla 35. Simulaciones de Bilbao con 60° de inclinación en captadores	92
Tabla 36. Simulaciones de Madrid con 30° de inclinación en captadores	93
Tabla 37. Simulaciones de Madrid con 45° de inclinación en captadores	94
Tabla 38. Simulaciones de Madrid con 60° de inclinación en captadores	95
Tabla 39. Simulaciones de Sevilla con 30° de inclinación en captadores	96
Tabla 40. Simulaciones de Sevilla con 45° de inclinación en captadores	97
Tabla 41. Simulaciones de Sevilla con 60° de inclinación en captadores	98
Tabla 42. Errores absolutos máximos y medios	100
Tabla 43. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Bilbao.	107
Tabla 43. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Bilbao (continuación).....	108
Tabla 44. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Madrid.....	109
Tabla 44. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Madrid (continuación).....	110
Tabla 45. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Sevilla.....	111
Tabla 45. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Sevilla (continuación).....	112

Glosario de términos

ACS	Agua caliente sanitaria
Ácpt	Área de captación [m ²]
Ac/Ácpt	Cociente entre el volumen de acumulación y el área de captación [m ³ /m ²]
C1	Coefficiente de pérdidas lineal [W/m ² ·K]
C2	Coefficiente de pérdidas cuadráticas [W/m ² ·K ²]
Di	Diámetro interno de las tuberías de la instalación solar[mm]
Eabs	Error absoluto [%]
Eabs _{máx}	Error absoluto máximo [%]
Eabs _{med}	Error absoluto medio [%]
Fmet	Fichero meteorológico
Fs	Fracción solar de demanda cubierta [%]
h	Altura del acumulador [m]
He1	Altura relativa de la conexión del circuito primario con la entrada del serpentín [m]
He2	Altura relativa de la entrada de agua fría [m]
Hs1	Altura relativa de la conexión del circuito primario con la salida del serpentín [m]
Hs2	Altura relativa de la salida de agua hacia el consumo [m]
Hsnd	Posición de la sonda de temperatura en el acumulador [m]
In_Cpt	Inclinación del campo de captación [°]
Lac_cpt	Longitud de tubería que une salida del acumulador con la entrada del campo de captación [m]
Lcpt_ac	Longitud de tubería que une la salida del campo de captación con la entrada al acumulador [m]
Lpc	Longitud de tubería del punto de consumo [m]
Nº Sim	Número de simulación
Nº usu	Número de usuarios
Te-aux	Temperatura de establecimiento del calentador auxiliar [°C]
Tpc	Temperatura en el punto de consumo [°C]
S	Superficie de intercambio del serpentín del interacumulador [m ²]

1. Desarrollo de la energía solar térmica

1.1 Introducción

En este capítulo se muestran los objetivos del proyecto y se realiza un estudio y análisis estadístico sobre la implantación de las instalaciones de energía solar térmica en el Mundo, Europa y España y se muestran sus capacidades de energía solar térmica operativa y productiva entre otros datos significativos.

1.2 Alcance del proyecto

Este proyecto tiene dos objetivos. En primer lugar hacer un análisis muy general de la energía solar térmica operativa y producida en el Mundo, Europa y España, aportando los valores de las mismas para diferentes países y aportando datos de: los tipos de captadores más utilizados, de los tipos de instalaciones solares térmicas (termosifón o circulación forzada) más empleadas hoy en día, del impacto sobre el medioambiente, etc. Para de esta manera conocer la repercusión y asentamiento mundial de las instalaciones solares térmicas, especialmente las de producción de agua caliente sanitaria (acs) en viviendas unifamiliares, que son las que se tratan en este proyecto.

Y en segundo lugar y como objetivo principal, dar una visión global de los tipos de instalaciones de energía solar acs en viviendas unifamiliares que se instalan usualmente en la actualidad, haciendo un estudio y análisis profundo especialmente en el tipo de instalaciones solares acs para viviendas unifamiliares con interacumulador, dicho estudio consiste en obtener una base de datos, usando el programa informático Trnsys, como la que desarrollaron el IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía) y la ASIT (Asociación Solar de la Industria Térmica), para generar la aplicación informática CHEQ4, con la finalidad de llegar a conocer a un nivel más profundo los fundamentos y la física en las que se basa CHEQ4, y hacer una comparación de resultados de valores de fracciones solares de demanda cubierta obtenidos en TRNSYS y en CHEQ4. La batería de simulaciones de instalaciones solares que se realizan en este proyecto, es de mucha menor escala que la reproducida por el IDAE y la ASIT, mientras aquí se establecen un total de 99 simulaciones, ellos simularon 5.100.

1.3 La energía solar térmica

La energía solar térmica forma parte del grupo de las energías renovables, conformado por la energía solar, la geotérmica, biomasa y la eólica entre otras. Su producción consiste en la captación de la energía solar por medio de un sistema absorbedor para emplearla en aplicaciones como la producción de agua caliente sanitaria, calefacción, refrigeración, climatización, etc. Actualmente es mucho más utilizada que la fotovoltaica y que la de concentración y cada año su producción va en aumento, de manera que cada vez más está aumentando su proporción dentro del grupo de energías renovables y a su vez contribuyendo a la disminución de fuentes

energéticas contaminantes como el carbón o el petróleo.

En los siguientes gráficos que representan el total del consumo de energía mundial por tipo de fuente, se puede apreciar como del 2010 al 2013 las energías renovables van en aumento en detrimento de las contaminantes, pasando del 16,7% en 2010 al 19% en 2013, aunque aún queda mucho por hacer, es un paso adelante y esperanzador hacia la mejora del planeta. A continuación se muestra estos porcentajes y también se resalta en color amarillo los porcentajes de la energía solar térmica.

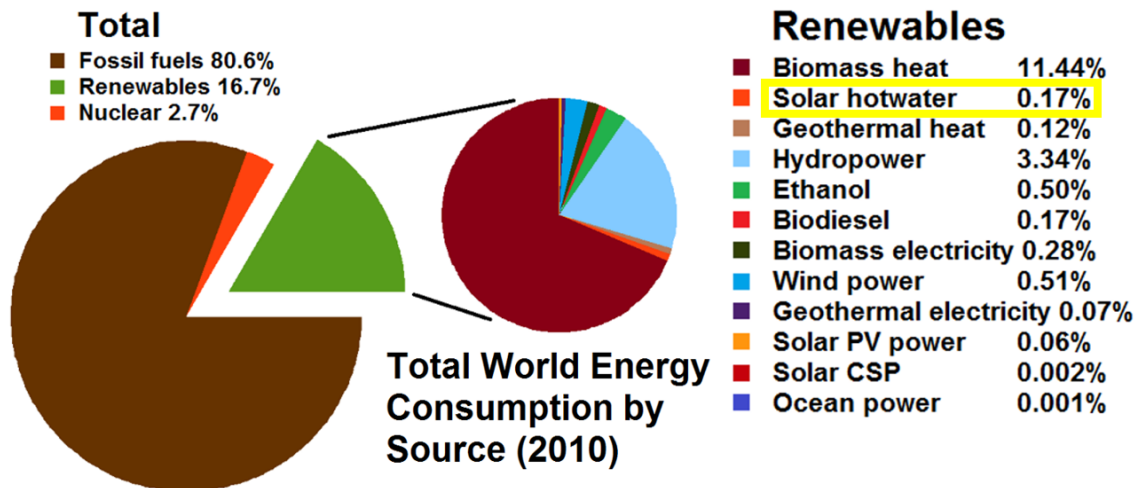


Figura 1. Consumo total de energía mundial por tipo de fuente en el 2010.

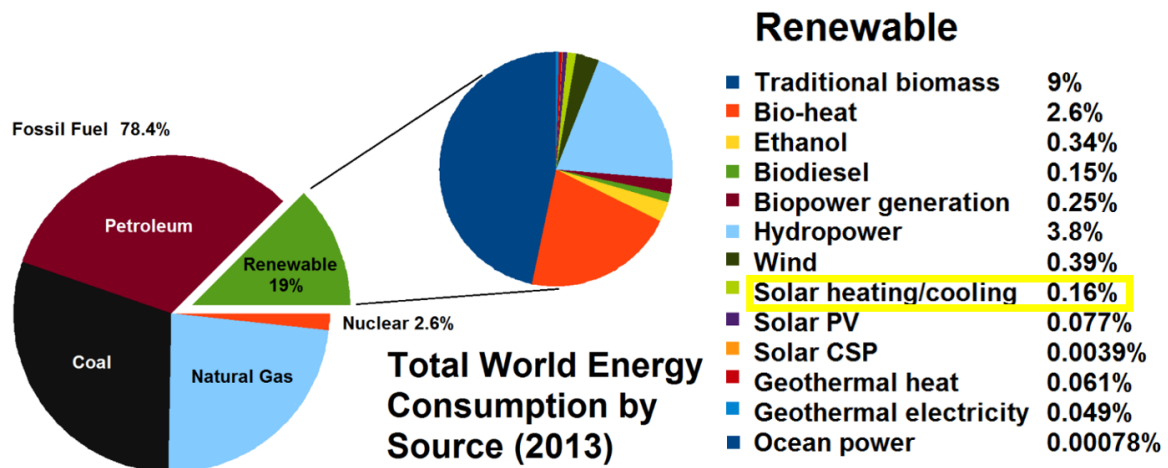


Figura 2. Consumo total de energía mundial por tipo de fuente en el 2013.

1.4 La energía solar térmica en el mundo y en Europa

En la siguiente figura del mundo aparecen marcados en amarillo 61 países, que representan 4,5 billones de la población mundial, es decir, el 63% del total. La capacidad de energía solar térmica

de estos países representa el 95% del mercado mundial, según el informe *Solar Heat Worldwide 2014* de edición 2016. Los estudios, análisis y conclusiones, relacionados con estos 61 países que se verán a lo largo de este capítulo, están basados en datos estadísticos, reales y empíricos, mientras que los que hacen referencia a los demás países que se colorean en color blanco en el siguiente mapa son estimados. Al grupo de países coloreados en blanco se denominarán “otros países”, a diferencia de los coloreados en amarillo que se identifican por su nombre tal cual.

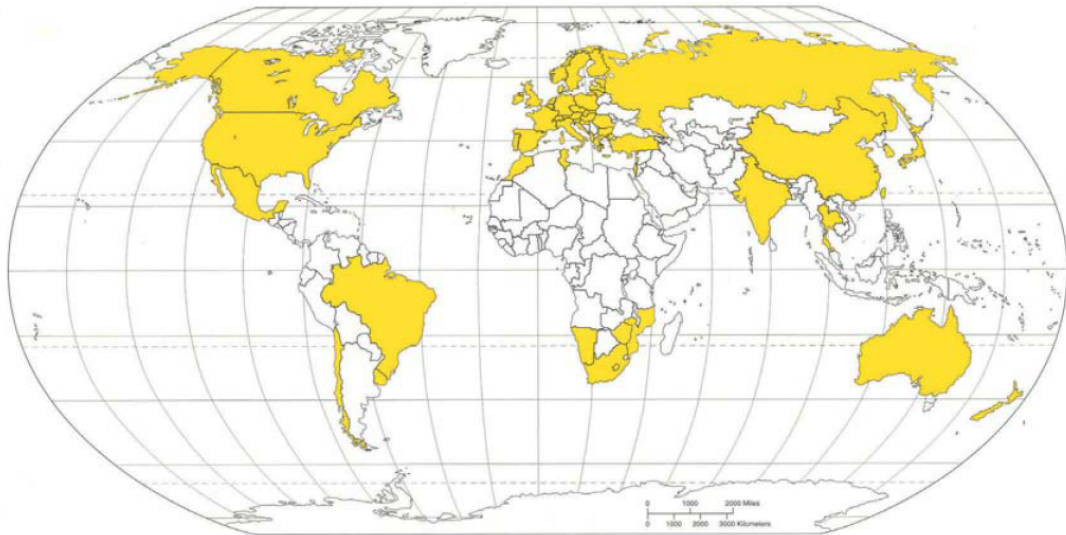


Figura 3. Países del mundo.

En el periodo de tiempo que abarca desde el año 2000 hasta el 2015 la capacidad total de energía solar térmica en operación y producida en el mundo ha ido en aumento, con unos valores de 62 GW_{th} (89 millones de m^2) y 51 TWh respectivamente, en el año 2000, alcanzando un total de 435 GW_{th} (622 millones de m^2) y 357 TWh respectivamente, en el año 2015. En la siguiente imagen se observan los datos anteriores.

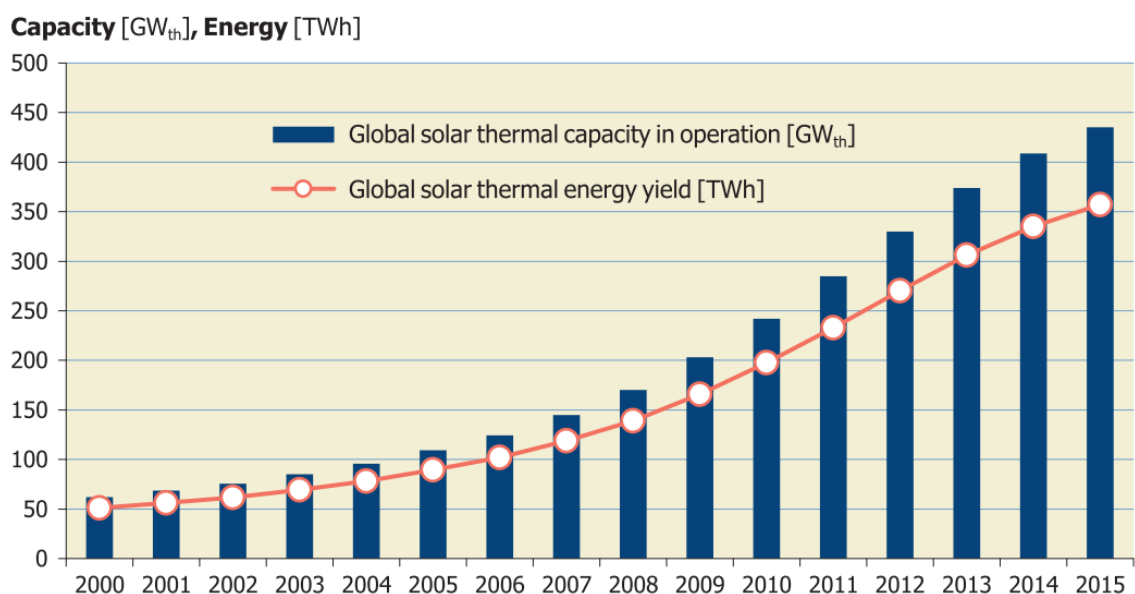


Figura 4. Capacidad total de energía solar térmica en operación y producida en el mundo.

A finales de 2014 la capacidad total de energía solar térmica mundial en operación fue de 410,2 GW_{th} correspondiéndose con un total de 586 m² de superficie de captación solar. La mayoría de este total fue instalado en China (289,5 GW_{th}) y Europa (47,5 GW_{th}) que sumaron 82,1% del total instalado.

El 12,9% de la capacidad solar térmica instalada se dieron en países como Estados Unidos y Canadá que juntos sumaron 18,0 GW_{th}, en el resto de países asiáticos (10,7 GW_{th}), en Latinoamérica (10,0 GW_{th}), en países de Oriente Medio y África del Norte, como Israel, Jordania, Líbano, Marruecos, Palestina y Túnez respectivamente (6,6 GW_{th}), en Australia y Nueva Zelanda (6,2 GW_{th}), en países del África subsahariana, como Lesoto, Mauritania, Mozambique, Namibia, Sudáfrica y Zimbabue (1,3 GW_{th}). El 5% restante se estima que corresponde a “otros países” (20,5 GW_{th}). A continuación se representan los porcentajes anteriores.

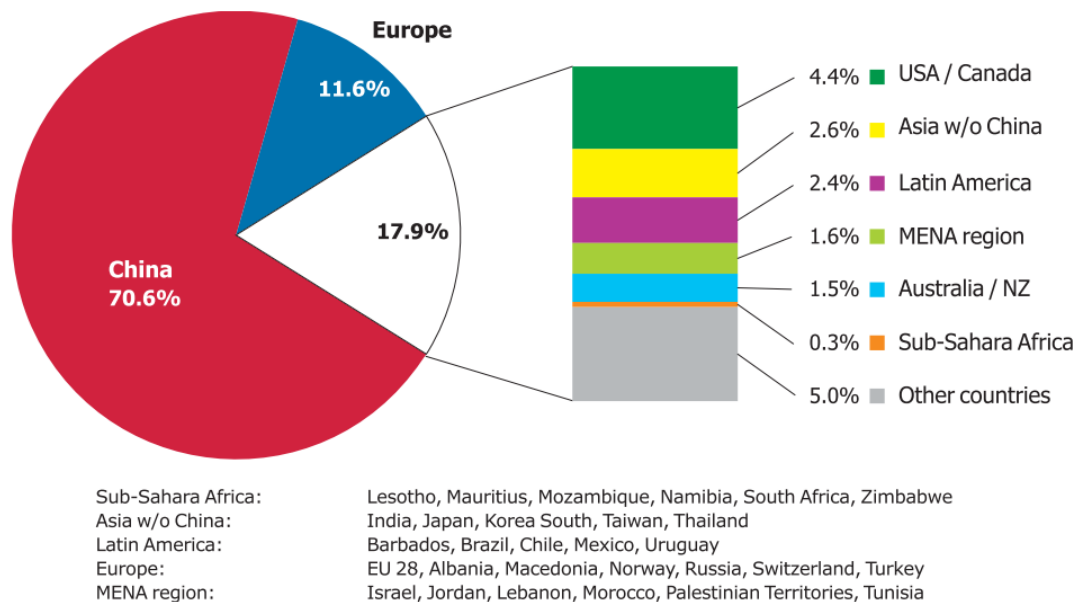


Figura 5. Porcentajes de la capacidad de energía solar térmica mundial en operación.

La lista de los 10 países en el mundo con más capacidad total de energía solar térmica en operación instalada la encabeza China con un total de 289.520 MW_{th}, seguida por los Estados Unidos con 17.098 MW_{th}, Alemania con 12.780 MW_{th} y Turquía con 12.730 MW_{th}. En la siguiente imagen se muestran los 10 países líderes en capacidad operativa térmica mundial junto con los tipos de captadores utilizados.

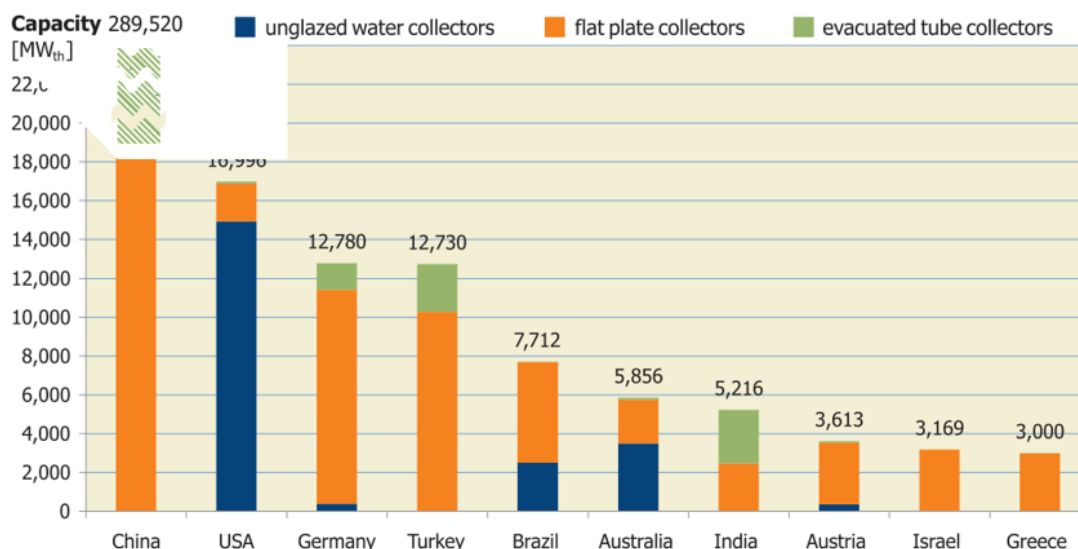


Figura 6. Países líderes en producción de energía solar térmica.

Los 10 países líderes en el mundo en capacidad energética solar térmica por cada 1.000 habitantes, son Austria (419 kW_{th}/1.000 hab), seguida de Chipre (412 kW_{th}/1.000 hab), Israel (400 kW_{th}/1.000 hab), Barbados (318 kW_{th}/1.000 hab), Grecia (278 kW_{th}/1.000 hab), Palestina (275 kW_{th}/1.000 hab), Australia (260 kW_{th}/1.000 hab), China (213 kW_{th}/1.000 hab), Turquía (162 kW_{th}/1.000 hab) y Alemania (158 kW_{th}/1.000 hab).

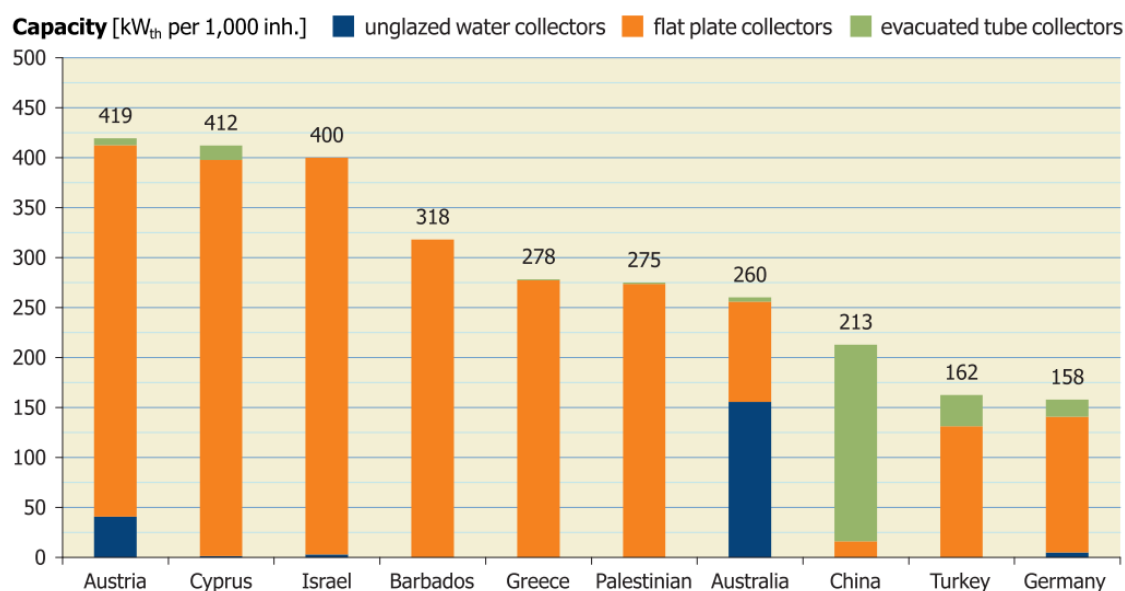


Figura 7. Países líderes en producción de energía solar térmica por cada 1.000 habitantes.

1.3.1 Tipos de captadores utilizados

Los porcentajes referentes a los diferentes tipos de captadores instalados en el mundo a finales de 2014 fueron del 71,1% para captadores de tubo de vacío, equivalentes a la capacidad de energía

solar térmica de 291,8 GW_{th} y una superficie de captación de 416,8 millones de m^2 , un 22,1% para captadores planos con cubierta, con una capacidad de energía de 90,90 GW_{th} y una superficie de captación de 129.8 millones de m^2 , un 6,3% correspondió a los captadores planos sin cubierta, con una capacidad de 26,0 GW_{th} y con una superficie de captación 37,1 millones de m^2 y finalmente, un 0,4% correspondió a los captadores de aire con una capacidad solar térmica de 1,6 GW_{th} con una superficie de captación solar de 2,4 millones de m^2 . En los últimos años, el porcentaje de los captadores de tubo de vacío instalados ha ido en aumento, por el contrario de los otros, que han decaído, y se prevé que continúe esta tendencia en los próximos años. En la siguiente figura se recogen estos porcentajes.

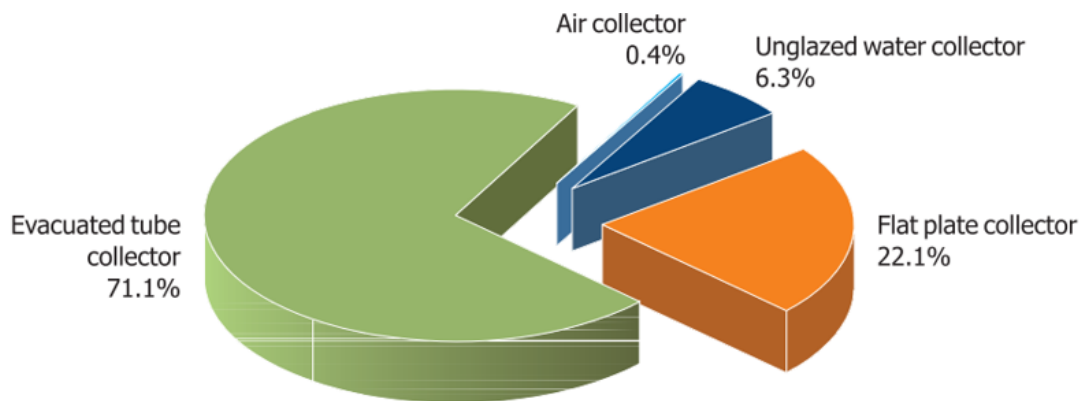


Figura 8. Distribución porcentual de los captadores en el mundo.

La distribución de los tipos de captadores instalados en Europa, es bastante diferente a la mundial, está marcada claramente por una fuerte tendencia hacia los captadores planos con cubierta, que representan el 83,8% del total, mientras que los captadores de tubo de vacío representan el 11,4%, seguidos de los captadores planos sin cubierta con un 3,7% y de los de aire con un 1,2%.

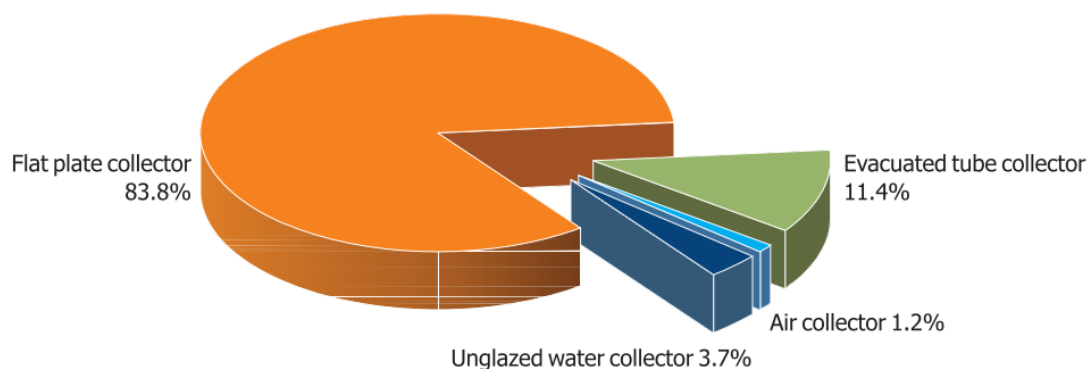


Figura 9. Distribución porcentual de los captadores en Europa.

En la siguiente imagen se muestran las proporciones de los tipos de captadores cada país.

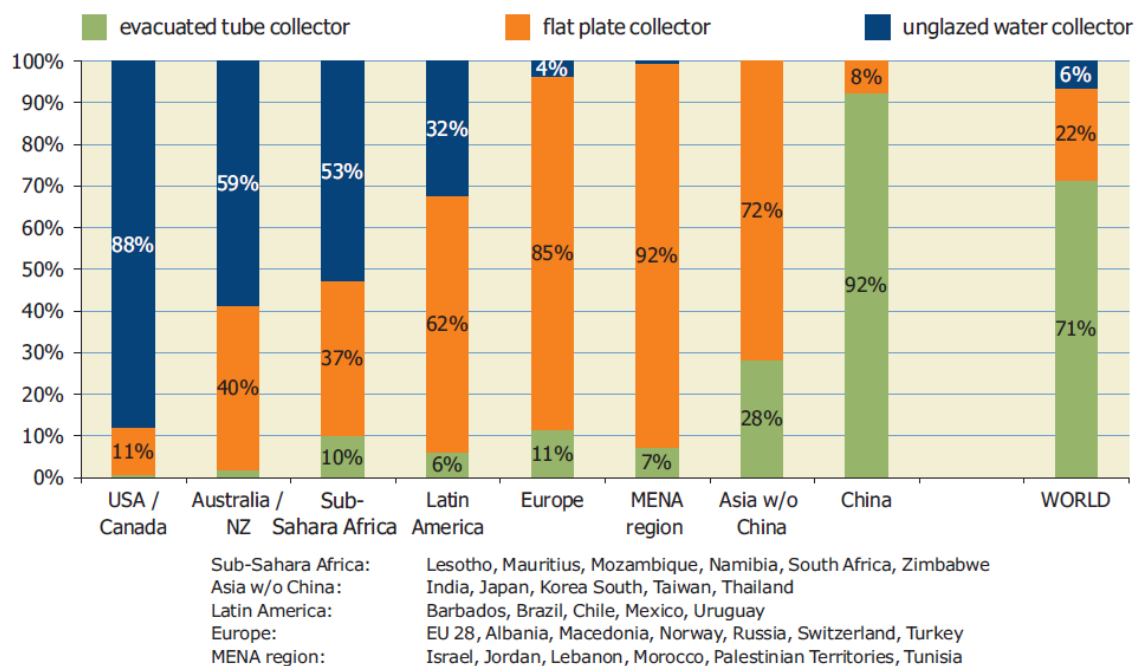


Figura 10. Proporciones de los tipos de captadores cada país.

1.3.2 Tendencia actual de la capacidad de energía solar térmica instalada anualmente

Desde el año 2000 hasta el 2013, la capacidad de energía solar térmica instalada cada año eran superior al que le precedía, así pues, en período 2011-2012 hubo un aumento del 6,7% y en el siguiente, 2012-2013 aumentó un 1,9%, pero en el año 2014 la capacidad de energía solar térmica instalada disminuyó en un 15,2% en comparación con la del año anterior, 2013. El 2014 ha sido el primer periodo de tiempo de la historia en el que se ha producido una disminución respecto al año que le precedía y se prevé que esta tendencia continúe en los próximos años. En la siguiente figura se muestra mediante barras la capacidad de energía solar térmica instalada cada año en el mundo, desde el año 2000 al 2014 y se observa los porcentajes de crecimiento desde el año 2000 al 2013 y la caída en el 2014.

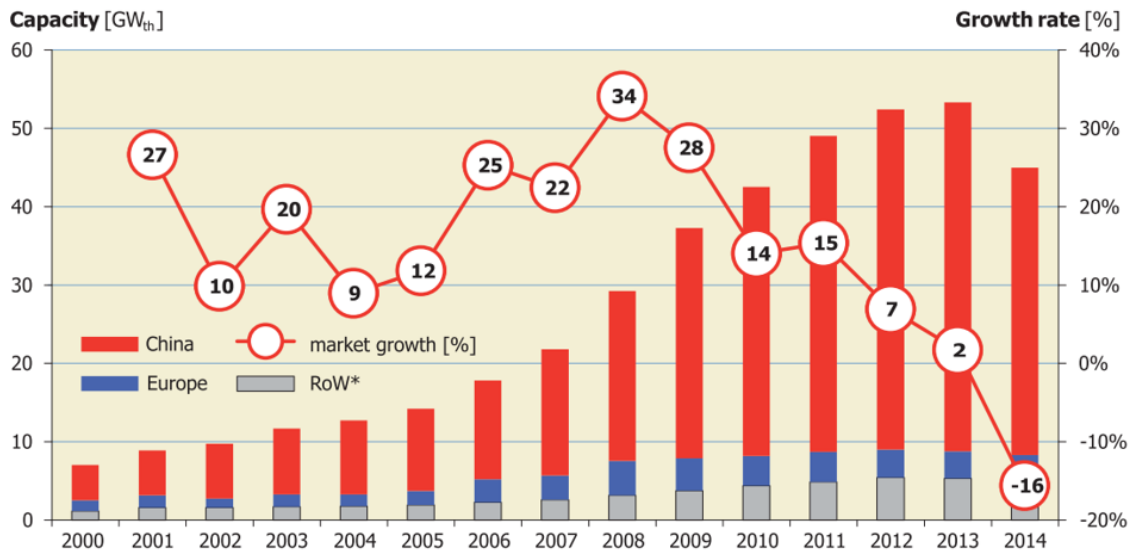


Figura 11. Porcentajes de capacidad de energía solar térmica instalada cada año respecto al precedente.

Varios de los países que hicieron que en el periodo 2013-2014 se redujese dicha capacidad térmica instalada, fueron China que disminuyó un -17,6%, Alemania un -9,8%, Australia un -21,1%, Israel un -13,4% y Turquía con un -0,8%. Sin embargo en el mismo periodo hubo países que aumentaron la capacidad térmica instalada, entre los que destacan, Brasil con un +4,5%, Méjico con un +18,2%, India con un +7,0%, Estados Unidos con un +0,9% y Grecia con un aumento del +19,1%. En siguiente imagen se pueden observar estos datos.

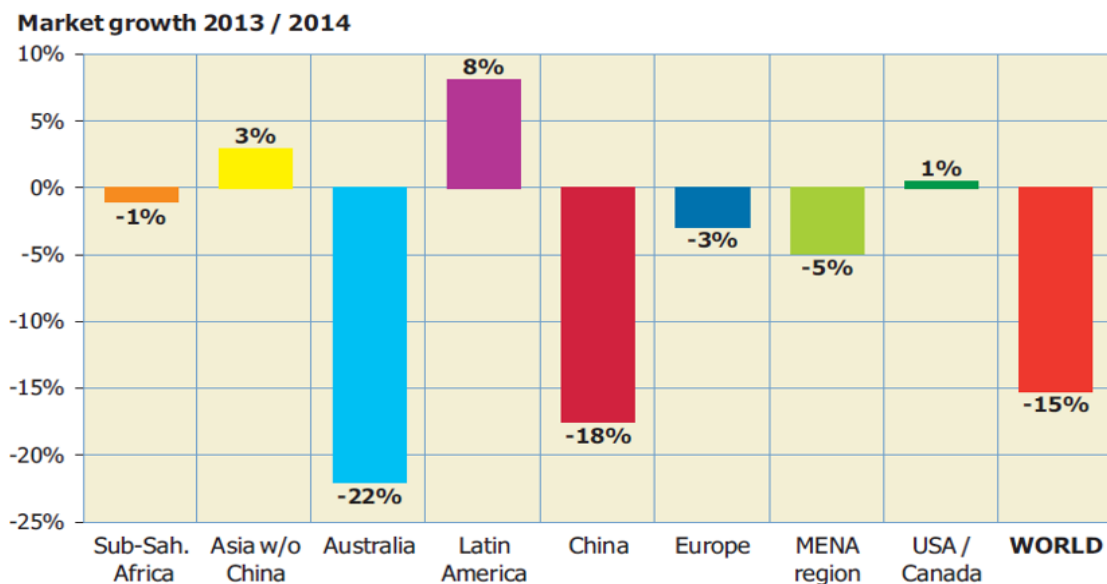


Figura 12. Porcentajes de la capacidad energética solar térmica mundial en el 2013-2014.

1.3.3 Distribución mundial por tipos de sistemas térmicos solares

Mundialmente, más del 75% de los sistemas solares térmicos son por termosifón y el resto por circulación forzada, aunque dicha proporción no se cumple para todos los países como se verá más adelante. En el 2014, el 90% de los nuevos sistemas solares térmicos instalados en todo el mundo fueron por termosifón y tan solo un 10% por circulación forzada. Los sistemas por termosifón son comunes en zonas de clima cálido por lo que predomina su uso en países de Oriente Medio, África, Sudamérica y el Sur de Europa. Aunque en China también predomina el uso de sistemas por termosifón, éstos están equipados con captadores de tubo de vacío, a diferencia de los que se instalan en zonas más cálidas que llevan captadores planos. En la siguiente imagen se muestran las proporciones de cada país de los sistemas solares térmicos instalados por termosifón y por circulación forzada.

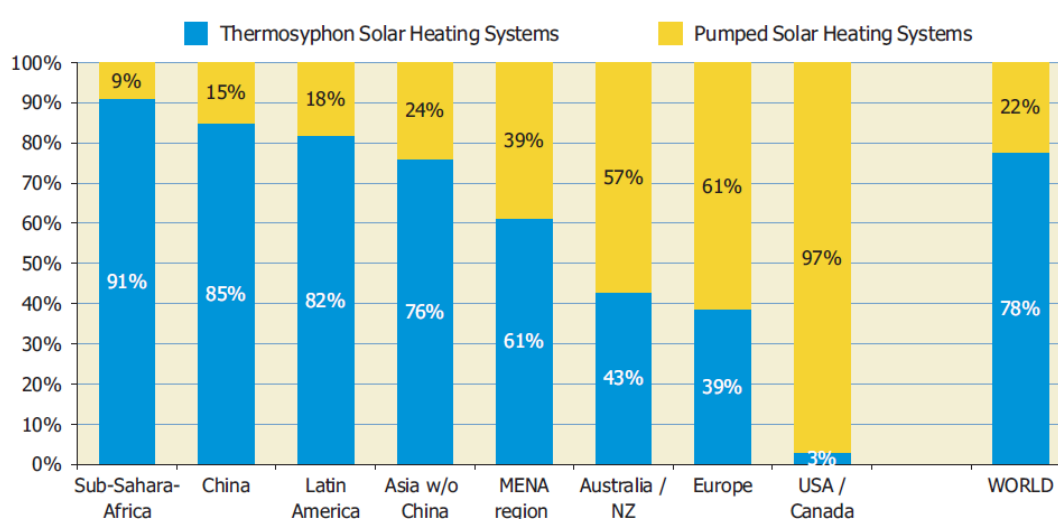


Figura 13. Proporciones de sistemas solares térmicos por termosifón y por circulación forzada.

1.3.4 Aplicaciones de la energía solar térmica en la edificación

En el 2014, el 94% de la energía solar térmica total producida en el mundo fue utilizada para agua caliente sanitaria (ACS), el 68% de la misma fue generada por sistemas de pequeña escala en viviendas unifamiliares, el 26% fue producido por sistemas a mayor escala utilizados en viviendas multifamiliares, hoteles, hospitales, colegios, etc. Un 4% es utilizado para la climatización de piscinas y el 2% restante corresponde sistemas solares combinados.

En el siguiente gráfico se representan los datos anteriores.

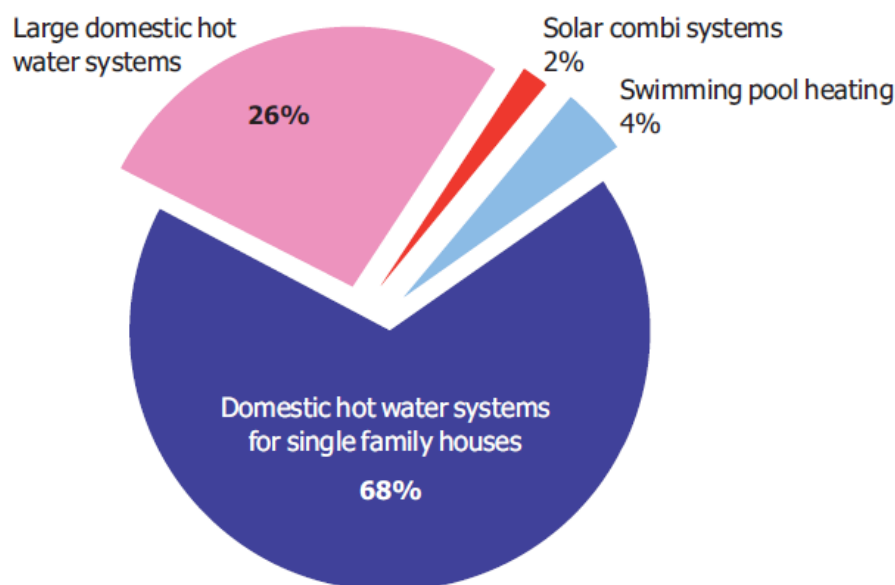


Figura 14. Porcentajes de las aplicaciones de la energía solar térmica en el mundo.

De los 335 TWh producidos en todo el mundo en el año 2014, 231,8 TWh corresponden a China o lo que es lo mismo el 69% del total, mientras que Europa genera 40,1 TWh (12%) y el resto del mundo 64 TWh (19%). En el siguiente gráfico se muestran estos porcentajes junto con sus aplicaciones.

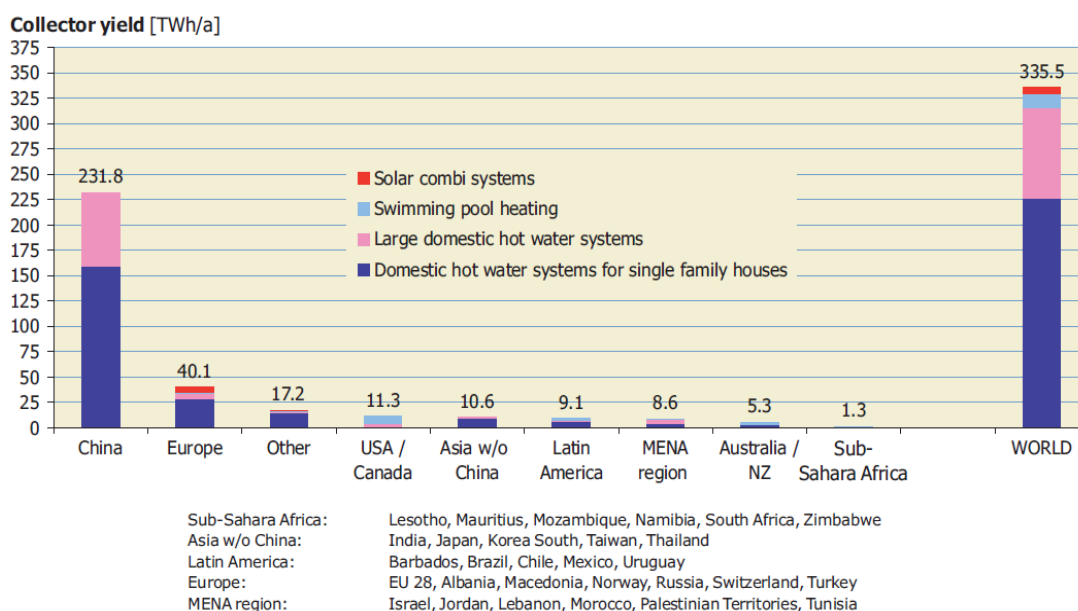


Figura 15. Energía solar térmica mundial producida en el 2014 y sus aplicaciones.

En el siguiente gráfico se muestra los porcentajes de energía solar térmica empleada en los distintos tipos de aplicaciones por cada país del mundo y Europa.

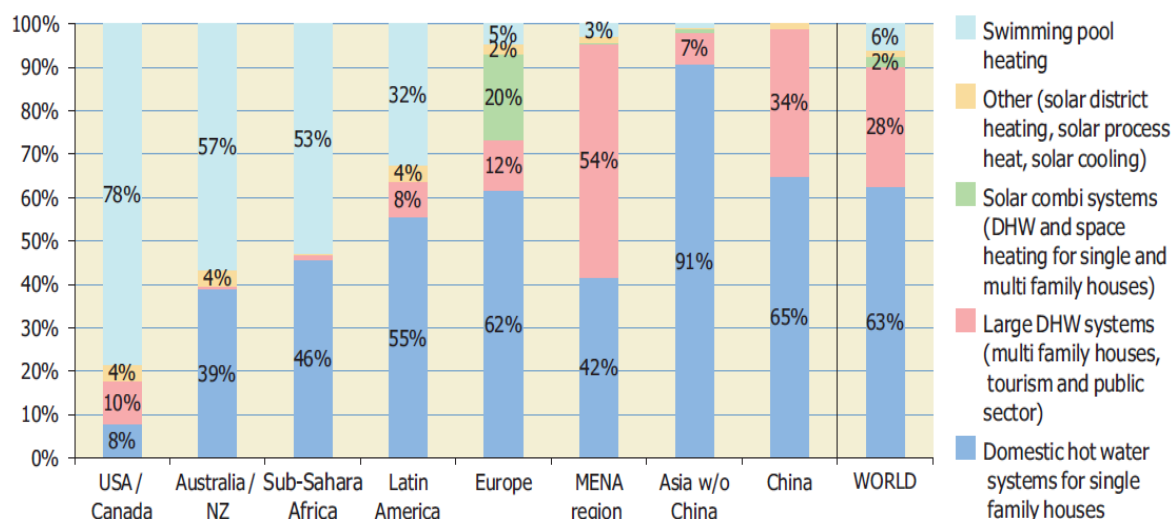


Figura 16. Porcentajes de energía solar térmica mundial empleada en sus aplicaciones.

1.3.5 Impacto ambiental de la energía solar térmica

La energía solar térmica total producida a finales de 2014 en los 61 países del mundo fue de 335 TWh (1.208 PJ), lo cual supone un ahorro de energía equivalente a 36,1 millones de toneladas de petróleo y la no emisión de 116,4 millones de toneladas de CO₂ en todo el mundo al año.

De estos 116,4 millones de toneladas de CO₂ en todo el mundo que se dejan de emitir gracias a la contribución solar, 80,4 corresponden a China, 13,9 a Europa y 22 al resto del mundo.

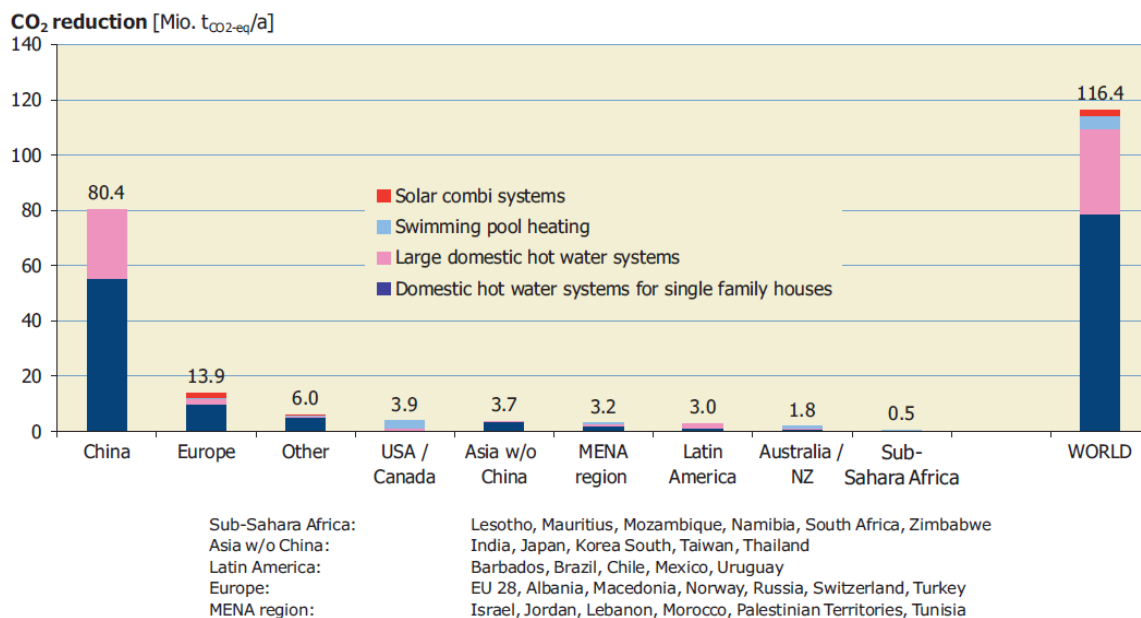


Figura 17. Toneladas de CO₂ no emitidas al año debido a la contribución solar térmica.

De los 36,1 millones de toneladas de petróleo de ahorro anual, a China le corresponden 24,9, a

Europa 4,3 y al resto de países 6,8. En la siguiente imagen se muestran estos datos.

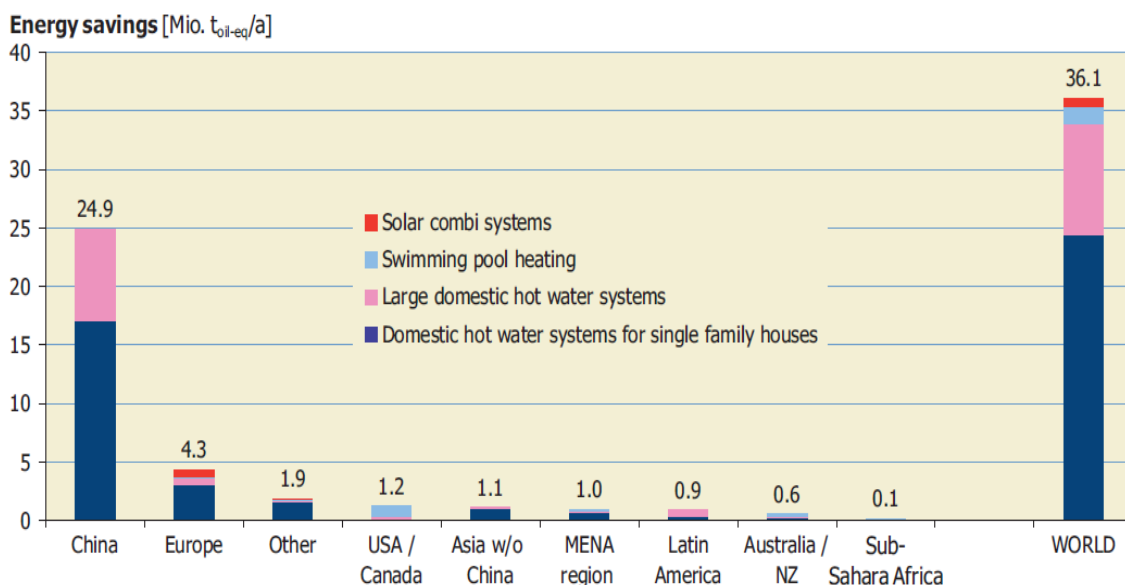


Figura 18. Ahorro de toneladas de petróleo debido a la energía solar térmica.

1.5 La energía solar térmica en España

La capacidad solar térmica total operativa en España a finales de 2014 según el informe *Solar Heat Worldwide 2014* de edición 2016, alcanzó los 2.415 MW_{th} lo que la sitúa en el quinto puesto del ranking europeo de los países con mayor capacidad solar térmica total operativa, solo por detrás de Alemania que encabeza dicho ranking, con un total de 12.800 MW_{th}, Austria con 3.616 MW_{th}, Grecia con 3.000 MW_{th}, e Italia con 2.805 MW_{th}. Respecto al ranking mundial, España ocupa el puesto número 13, encabezado por China con 289.520 MW_{th}, seguida de, Estados Unidos (17.098 MW_{th}), Alemania (12.800 MW_{th}), Turquía (12.733 MW_{th}), Brasil (7.712 MW_{th}), Australia (6.072 MW_{th}), India (5.223 MW_{th}), Israel (3.169 MW_{th}), Austria (3.616), Grecia (3.000 MW_{th}), Japón (2.975 MW_{th}), e Italia (2.805 MW_{th}).

La superficie total de captación en España es de 3.450.433 m², asociados a los 2.415 MW_{th} en operación instalados España, de los cuales, 2.183,4 MW_{th} corresponden a instalaciones de captadores solares planos, 132,6 MW_{th} a instalaciones de captadores de tubo de vacío y 99,3 MW_{th} a instalaciones con captadores sin cubierta. La energía solar térmica producida en España es de 2.409 MW_{th}, lo que supone un ahorro equivalente a 258,953 Kg de petróleo anualmente y la no emisión de 835.901 kg de CO₂ al año.

Según el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), la superficie de captación total anual construida en España para producir energía solar térmica hasta el año 2020 y para cada sector, (viviendas multifamiliares, unifamiliares, hoteles y otros), será como el que se muestra en la siguiente figura.

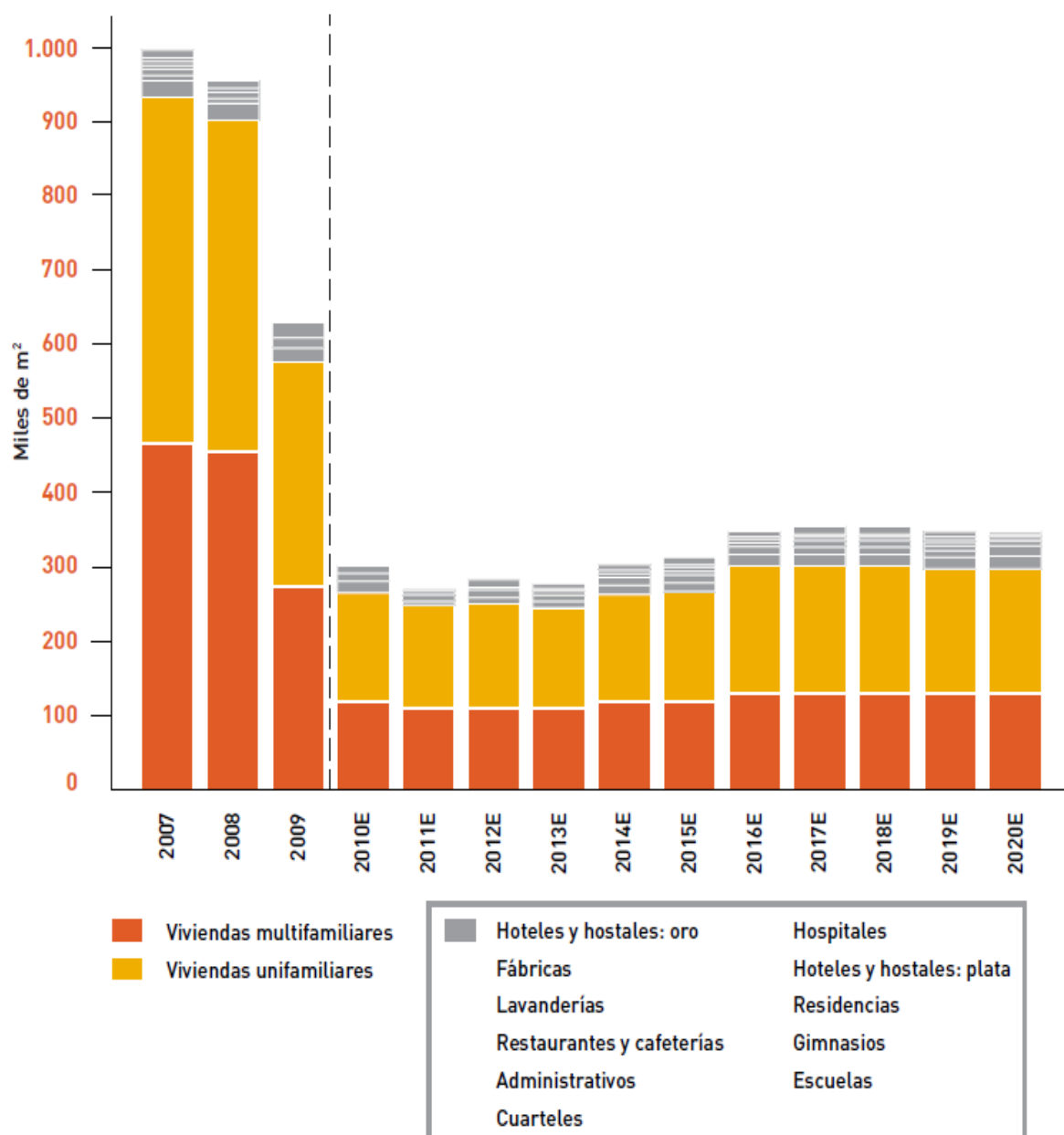


Figura 19. Previsión de superficie de captación construida anualmente en España para producción de energía solar térmica para cada sector.

En el siguiente mapa español se muestra una estimación provincial del aumento de la superficie de captación para energía solar térmica que tendrá lugar en el periodo 2010-2020.

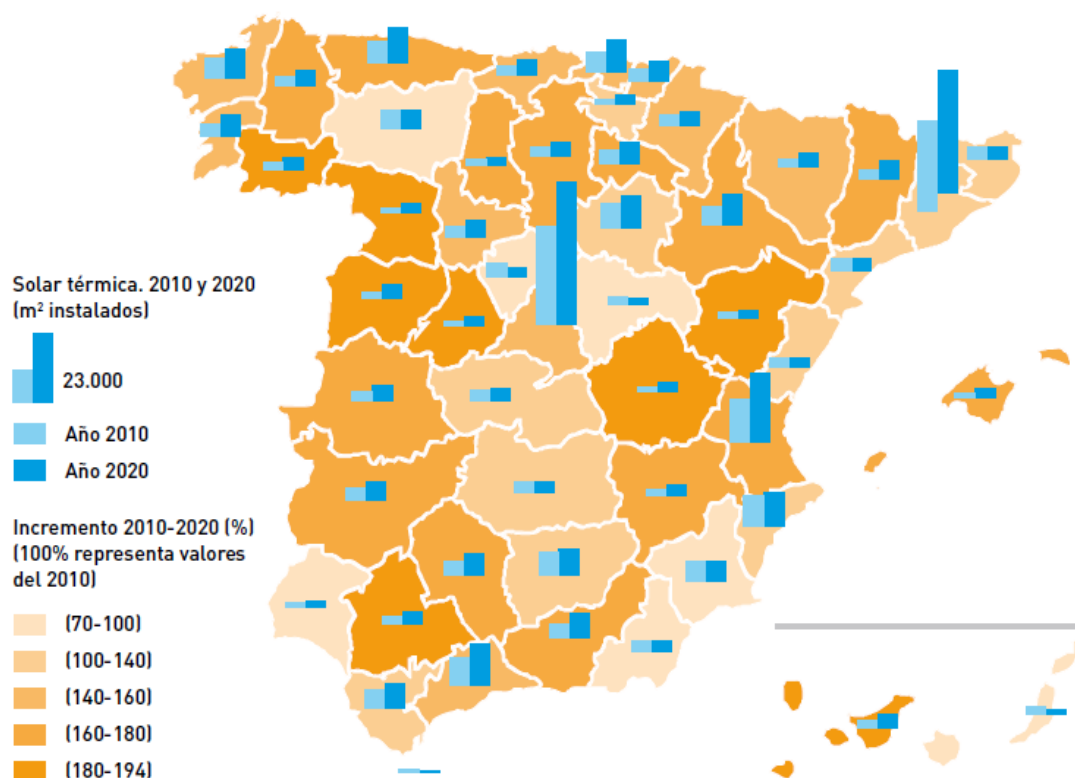


Figura 20. Estimación provincial de aumento superficie de captación para energía solar térmica en el periodo 2010-2020.

El IDAE estima que la producción de energía solar térmica anual hasta el año 2020 para cada sector, (viviendas multifamiliares, unifamiliares, hoteles y otros), en España, será como el que se aprecia en la siguiente figura.

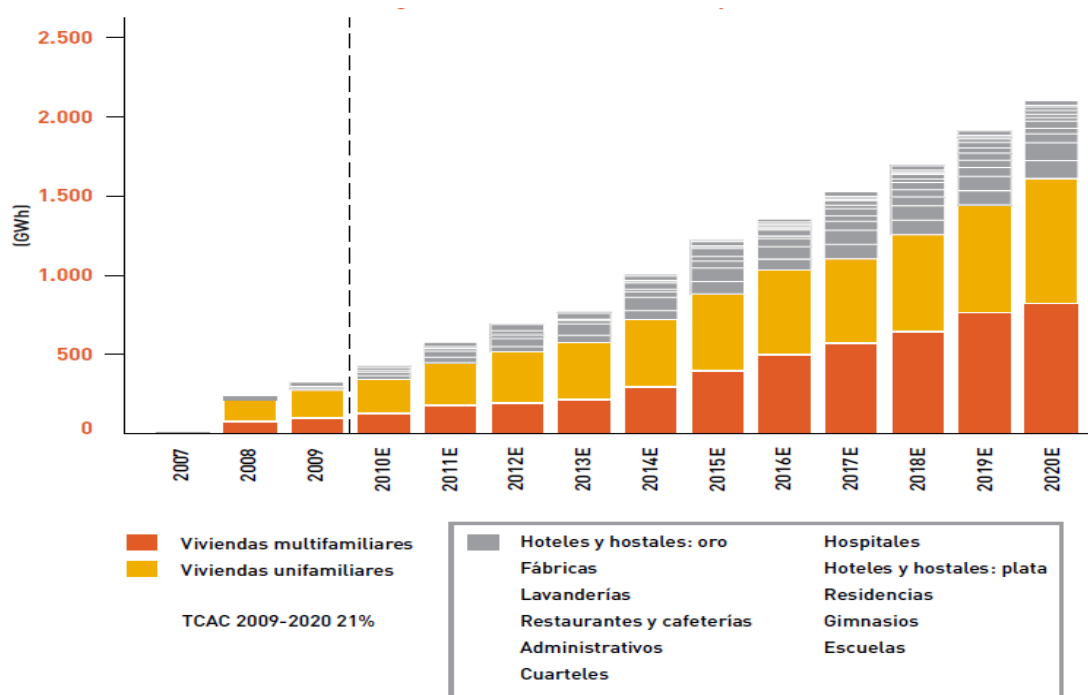


Figura 21. Previsión de la producción de energía solar térmica anual hasta el año 2020 para cada sector en España.

En el siguiente mapa español se muestra una estimación provincial del aumento de producción de energía solar térmica en el periodo 2010-2020.

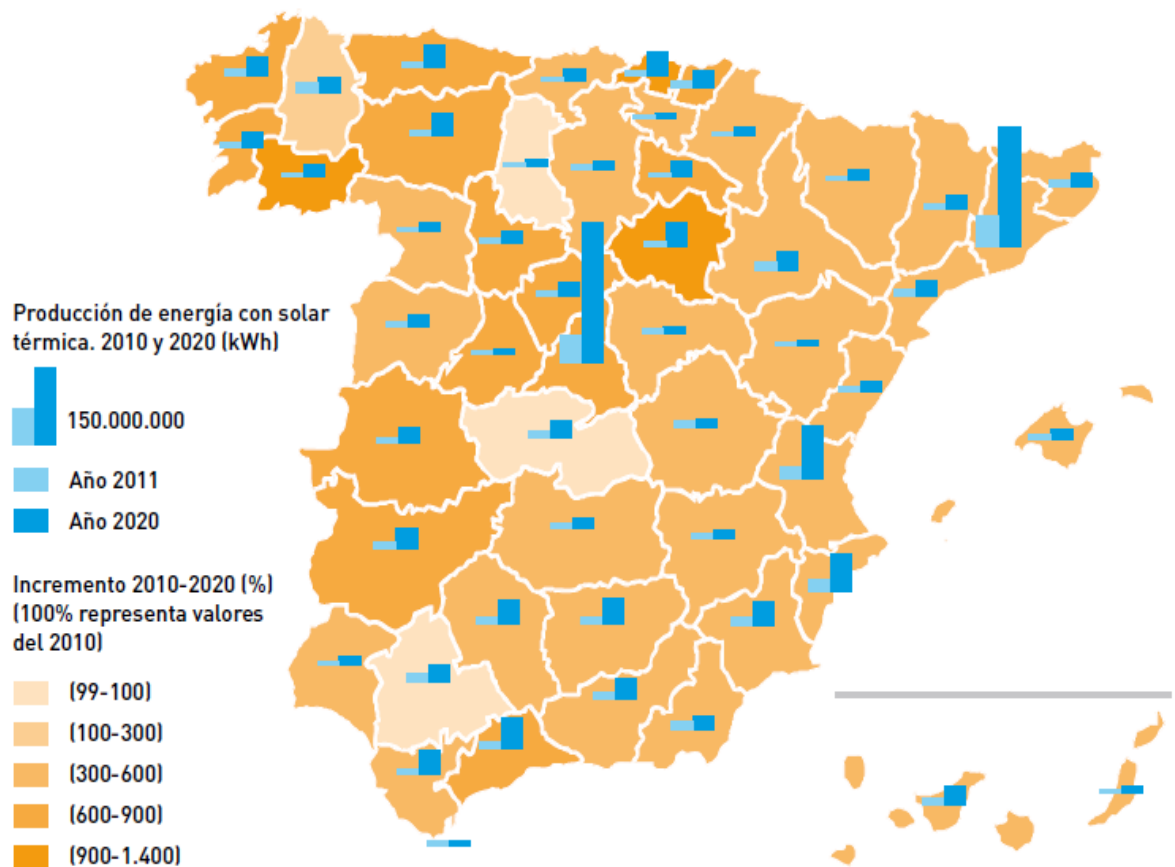


Figura 22. Estimación provincial española del aumento de producción de energía solar térmica en el periodo 2010-2020.

2. Instalaciones solares acs para viviendas unifamiliares

2.1 Introducción

En este capítulo se muestran los tipos de instalaciones solares acs para viviendas unifamiliares, sus esquemas de principio básicos y se explican los componentes más importantes que conforman.

2.2 Tipos de instalaciones solares acs

Hay dos tipos por termosifón y por circulación forzada. Una de las diferencias que los caracteriza, es la ausencia de bomba de recirculación por parte de los sistemas por termosifón, ya que la circulación del fluido entre el captador solar y el acumulador se realiza por convección natural debido al cambio de densidad entre el agua caliente y la fría privándose así del uso de bombas.

En cuanto a las ventajas de los sistemas por termosifón están su sencillez, fiabilidad, su capacidad de autorregulación, el menor coste que los sistemas por circulación forzada y la ausencia de bomba de circulación, lo que hace que no requiera de energía eléctrica para mover el fluido.

Como inconvenientes están, la obligación de un diseño y montaje muy cuidadoso que minimice las pérdidas de carga, su incapacidad para controlar la temperatura máxima en captadores, la menor versatilidad en cuanto a su tipo de aplicación ya que ésta depende del clima y del uso de caudales pequeños, la posibilidad de flujo invertido desde el acumulador al sistema de captación y la escasa estética del sistema y su difícil integración arquitectónica.

En la siguiente imagen se pueden apreciar los componentes principales de un sistema solar por termosifón, la dirección del movimiento del agua y su modo de funcionamiento.

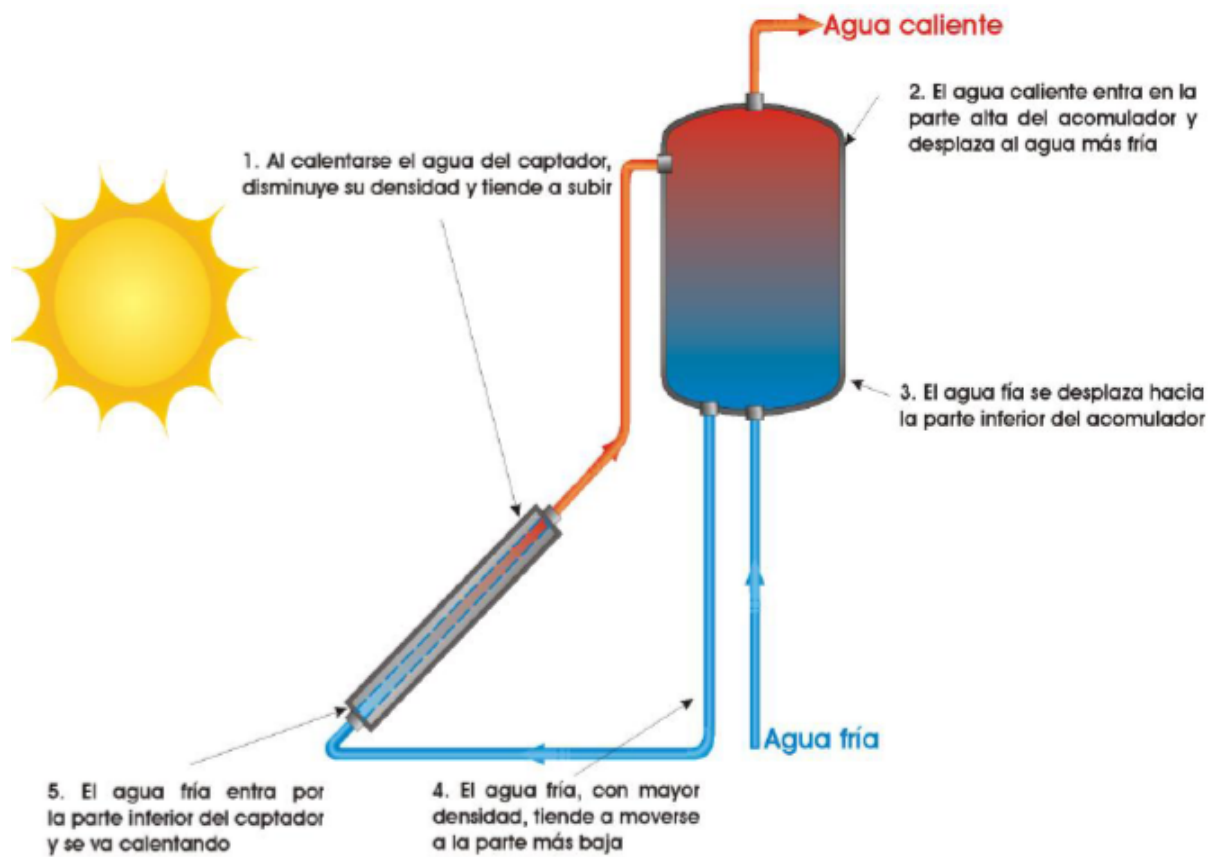


Figura 23. Funcionamiento del sistema solar térmico por termosifón.

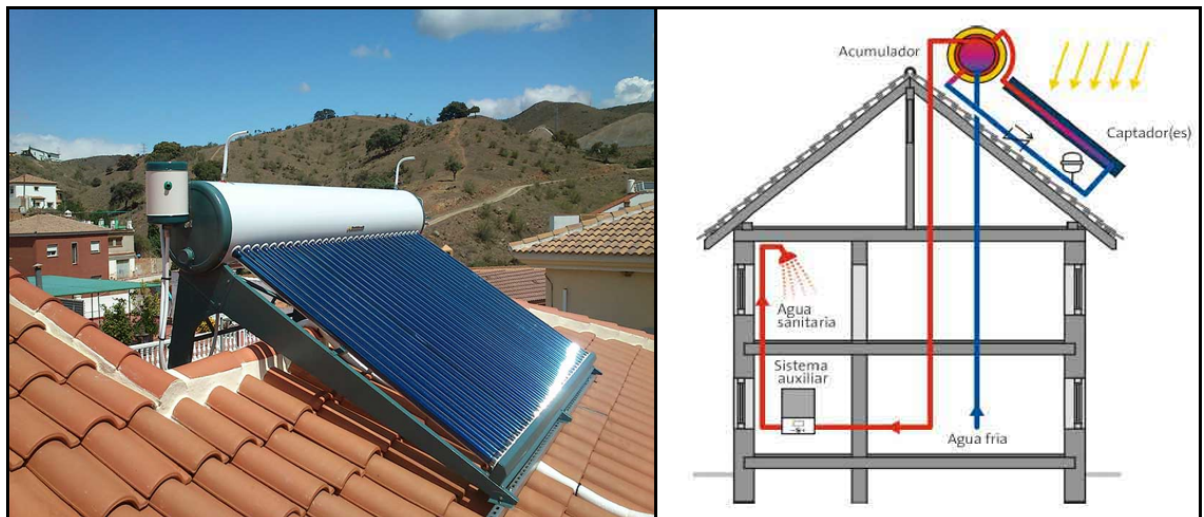


Figura 24. Sistema solar térmico por termosifón.

En cuanto a las ventajas de los sistemas por circulación forzada están el control preciso del sistema (permitiendo así conocer el caudal de paso entre otras cosas), la capacidad controlar la temperatura máxima en captadores, la imposibilidad flujo invertido desde el acumulador al sistema de captación, la mejor estética del sistema e integración arquitectónica y su

versatilidad ya que este tipo de instalaciones pueden ver grandes caudales y por tanto pueden ser usadas en todo tipo de instalaciones, unifamiliares como multifamiliares. Y como inconvenientes están, el mayor coste que los sistemas por termosifón por la necesidad de bomba de circulación y consumo de energía eléctrica para mover el fluido entre otras cosas.

En la siguiente imagen se pueden apreciar los componentes principales de un sistema solar por circulación forzada, la dirección del movimiento del agua y su modo de funcionamiento.

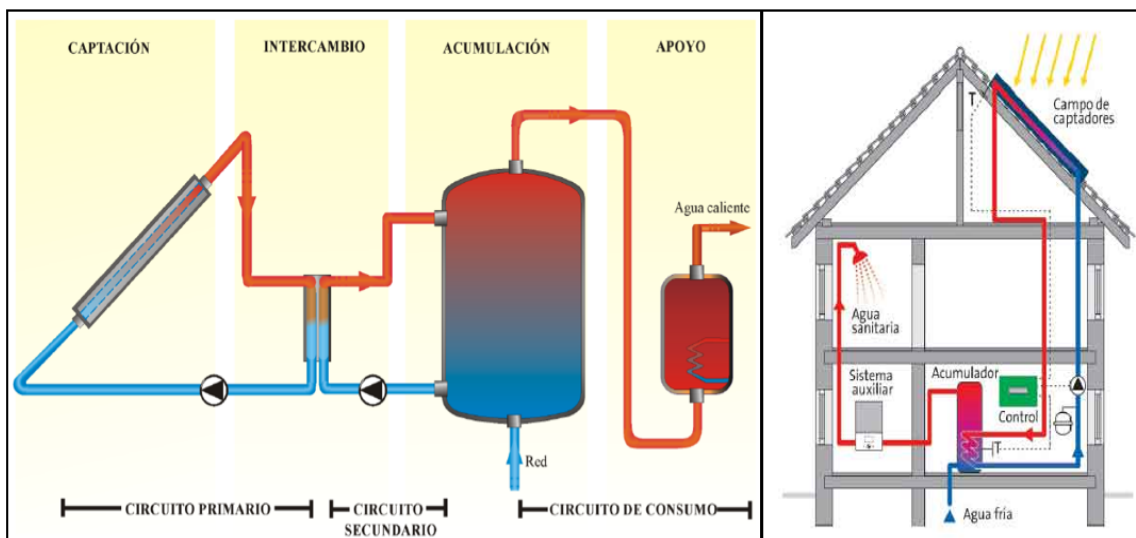


Figura 25. Sistema solar térmico por circulación forzada.

2.3 Configuraciones básicas de las instalaciones solares acs en viviendas unifamiliares

En este apartado se muestran los cuatro esquemas de principio básicos de las instalaciones solares acs de viviendas unifamiliares que proporciona CHEQ4.

2.3.1 Instalación por termosifón

Este tipo de instalación está caracterizada por la ausencia de bomba de recirculación ya que la circulación del fluido entre el captador solar y el acumulador se realiza por convección natural debido al cambio de densidad entre el agua caliente y la fría, de manera que durante las horas de mayor temperatura del día, el fluido a su paso por el sistema de captación va a aumentar su energía térmica y a la vez disminuirá su densidad, provocando así que el agua más fría y más densa de la instalación se dirija hacia las partes de menor altura haciendo que el fluido más caliente y menos denso suba hacia el depósito de acumulación y es así como se produce la circulación en este tipo de instalaciones.

Como ya se ha dicho el apartado anterior, las ventajas de estos sistemas son: su sencillez, fiabilidad, su capacidad de autorregulación, el menor coste que los sistemas por circulación forzada y la ausencia de bomba de circulación, lo que hace que no requiera de energía eléctrica para mover el fluido. Y como inconvenientes están, la obligación de un diseño y montaje muy

cuidadoso que minimice las pérdidas de carga, su incapacidad para controlar la temperatura máxima en captadores, la menor versatilidad en cuanto a su tipo de aplicación ya que ésta depende del clima y del uso de caudales pequeños, la posibilidad de flujo invertido desde el acumulador al sistema de captación y la escasa estética del sistema y su difícil integración arquitectónica.

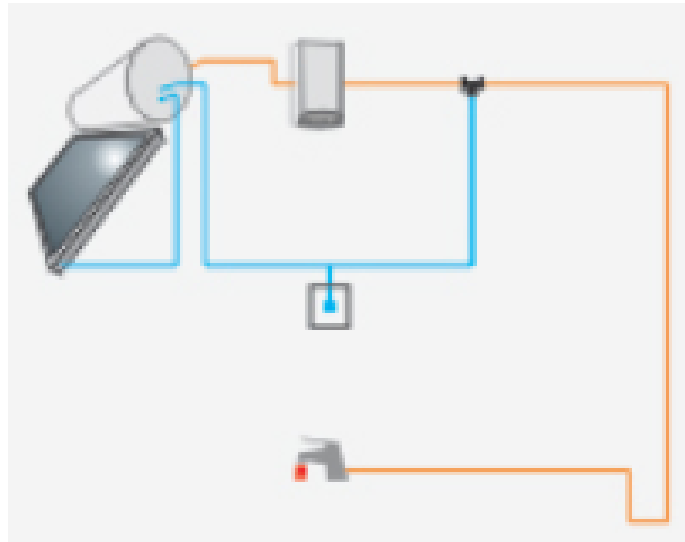


Figura 26. Instalación acs por termosifón.

2.3.2 Instalación acs con interacumulador

Funciona por circulación forzada y su característica más destacable es que incluye un interacumulador, que es un depósito de acumulación con un intercambiador en su interior, por tanto, la transferencia de energía del fluido caloportador al agua se produce dentro del depósito. El uso de los interacumuladores debe limitarse a instalaciones pequeñas, ya que la potencia que proporcionan está muy limitada por la superficie de intercambio del serpentín o de la envolvente según proceda, además presentan mayores problemas de limpieza que los depósitos acumuladores.

En el circuito primario circula el fluido caloportador, que suele ser una mezcla de agua con algún tipo de anticongelante como el glicol, impulsado por la acción de una bomba que se activa normalmente cuando se cumplen las dos siguientes condiciones simultáneamente, por una lado la diferencia de temperatura del fluido caloportador a la salida del sistema de captación y a la salida del sistema de acumulación, en este caso a la salida del serpentín del interacumulador, debe ser superior a la temperatura máxima a la que se establezca la banda muerta, y por otro lado se ha de cumplir que la radiación global incidente sobre el campo de captadores sea superior a un valor límite que se haya establecido, es por tanto cuando se cumplen ambas condiciones que un controlador envía la señal pertinente a la bomba para que ésta se active, dando así lugar a la circulación del fluido por el circuito primario. Respecto al sentido del recorrido que sigue el fluido caloportador por el primario, sería: el fluido caloportador sale del serpentín del interacumulador a su temperatura más baja tras haber realizado la transferencia energética con el agua fría del sistema acumulador, pasando por la bomba que lo impulsa hasta el sistema de captación, donde a su paso y debido al famoso efecto invernadero el fluido caloportador aumenta su energía térmica, tras ello el fluido caliente se dirige hacia el sistema de acumulación, donde en este caso entraría por el serpentín y realizaría la transferencia de calor con el agua fría del circuito secundario.

En cuanto al movimiento que sigue el fluido o agua del circuito secundario sería el siguiente: el agua fría sale de la red de abastecimiento hacia el sistema de acumulación, acumulándose en la parte más baja del mismo al mismo tiempo que empuja al agua caliente de los nodos superiores a salir, tras su salida, pasa por el sistema de calentamiento auxiliar que transferirá energía al agua que sale del sistema de acumulación en caso de que tenga una temperatura menor a la establecida, en caso contrario no hace nada, y por último se hace pasar por una válvula termostática mezcladora que mezcla agua fría con el agua caliente proveniente del calentador auxiliar en caso de que su temperatura supere a la establecida, para de esta forma garantizar la temperatura debida en el punto de consumo.

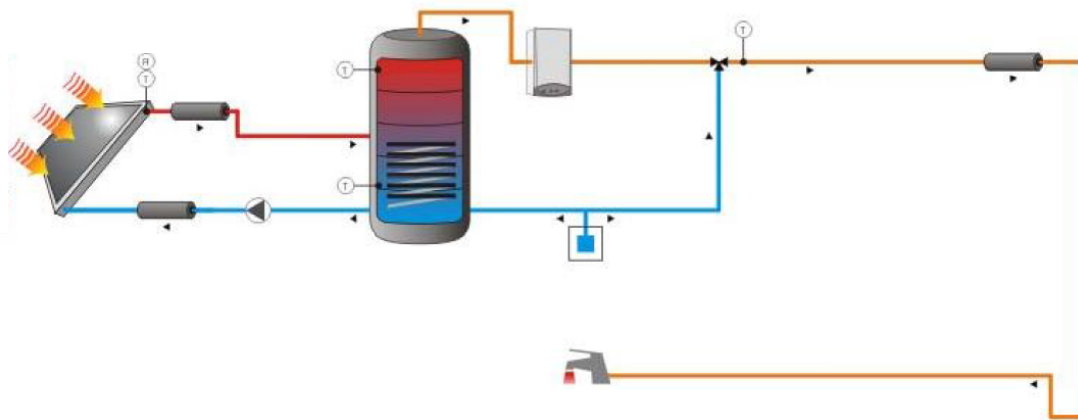


Figura 27. Instalación acs con interacumulador.

2.3.3 Instalación acs con intercambiador independiente

Como el visto anteriormente, también funciona por circulación forzada pero ahora el intercambiador es externo, está separado del acumulador, de manera que la transferencia de energía del fluido caloportador al agua se produce en el intercambiador y luego el agua caliente se lleva al depósito acumulador. Los intercambiadores más usados en este tipo de configuración suelen ser los de placas aunque también son utilizados los de carcasa y tubos, con funcionamiento siempre a contracorriente en ambos tipos. Este tipo de configuración se utiliza en instalaciones de mayor tamaño, ya que al llevar el intercambiador separado del acumulador, la potencia de intercambio proporcionada es mayor, y además presentan una mayor facilidad de limpieza que los interacumuladores.

Se pueden distinguir tres circuitos dentro de este tipo de instalación, yendo de izquierda a derecha en la figura 25 o 28, estaría primero el circuito primario, luego el secundario y por último el circuito de consumo.

El circuito primario está comprendido entre el sistema de captación y el intercambiador externo mientras el secundario lo hace desde dicho intercambiador hasta el depósito de acumulación. Cada circuito consta de una bomba que funciona simultáneamente con la otra. Por el primario circula el fluido caloportador, que suele ser una mezcla de agua con algún tipo de anticongelante como el glicol. En este tipo de instalación las bombas del primario y secundario se activan normalmente cuando se cumplen las dos siguientes condiciones simultáneamente, por una lado la diferencia de temperatura del fluido caloportador a la salida del sistema de captación y a la salida del sistema de acumulación, debe ser superior a la temperatura máxima a la que se establezca la banda muerta, y por otro lado se ha de cumplir que la radiación global incidente sobre el campo de captadores sea superior a un valor límite que se haya establecido, es por tanto cuando se cumplen ambas condiciones que un controlador envía las señales pertinentes a dichas bombas para que éstas se

activen, dando así lugar a la circulación de los fluidos por el circuito primario y por el secundario y al mismo tiempo a la transferencia de calor entre ambos.

Respecto al sentido del recorrido que sigue el fluido caloportador por el primario, sería: el fluido caloportador sale del intercambiador a su temperatura más baja, tras haber realizado la transferencia energética con el agua templada proveniente del depósito de acumulación, luego pasa por la bomba primaria, que lo impulsa hasta el sistema de captación, donde a su paso y debido al efecto invernadero el fluido caloportador aumenta su energía térmica, tras ello el fluido caliente se dirige hacia el intercambiador externo, donde a contracorriente realizaría la transferencia de calor con el agua templada del circuito secundario que sale del depósito de acumulación.

En cuanto al movimiento que sigue el fluido o agua del circuito secundario sería el siguiente: el agua templada sale del depósito de acumulación hacia el intercambiador externo, donde a su paso a contracorriente con el fluido caloportador del primario aumenta de temperatura, tras pasar por el intercambiador el agua caliente se dirige al depósito de acumulación donde se almacena.

Por último, el movimiento que sigue el agua por el circuito de consumo sería el siguiente: el agua caliente o templada que sale del acumulador pasa por el sistema de calentamiento auxiliar que transferirá energía al agua en caso de que tenga una temperatura menor a la establecida, en caso contrario no hace nada, luego se hace pasar por una válvula termostática mezcladora que mezcla agua fría de la red con el agua caliente proveniente del calentador auxiliar en caso de que su temperatura supere a la establecida, para de esta forma garantizar la temperatura debida en el punto de consumo.

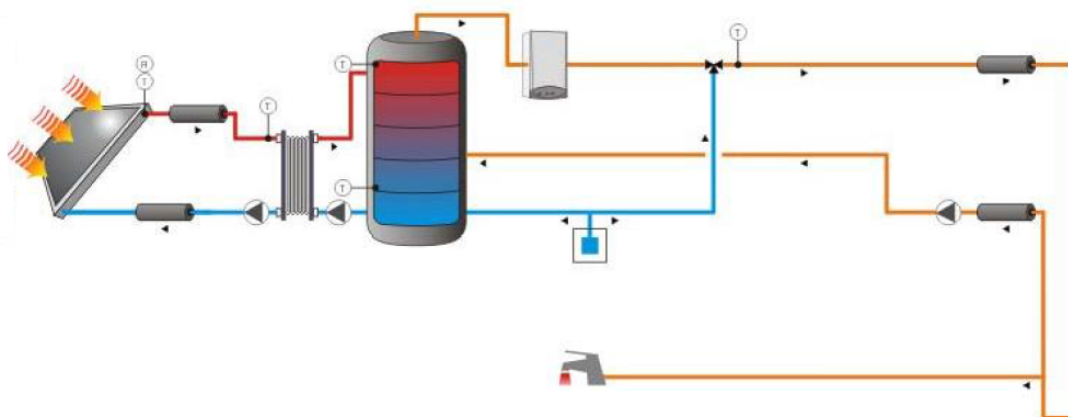


Figura 28. Instalación acs con Instalación acs con intercambiador independiente.

2.3.4 Instalación con intercambiador independiente y piscina cubierta

Este tipo es más compleja que las anteriores como se puede observar en la figura, en cuanto a que incluye mayor número de intercambiadores y acumuladores ya que además de tener que calentar el agua para la vivienda lo hace también para una piscina, pero su funcionamiento es análogo a una instalación solar acs por circulación forzada con intercambiador externo como la vista en el apartado anterior.

La diferencia fundamental reside en el tipo de intercambiador externo utilizado en el circuito de climatización para el agua de piscinas, siendo los más utilizados los intercambiadores de carcasa y tubos ya que son capaces de mover caudales mucho mayores que los intercambiadores de placas, y tienen menores pérdidas de carga. En general los intercambiadores de placas utilizan un caudal muy bajo entre los 1,5 m³/h y los 8 m³/h, lo que obliga a instalar un caudalímetro para garantizar que está

circulando por el interior tan solo la cantidad de agua necesaria y así evitar dañar el interior del intercambiador por un exceso de fricción. Otra diferencia de los intercambiadores externos de piscinas está en el material de construcción, que suele ser de acero inoxidable AISI-316 o titanio para evitar problemas de corrosión debidos al cloro y/o la sal de las piscinas.

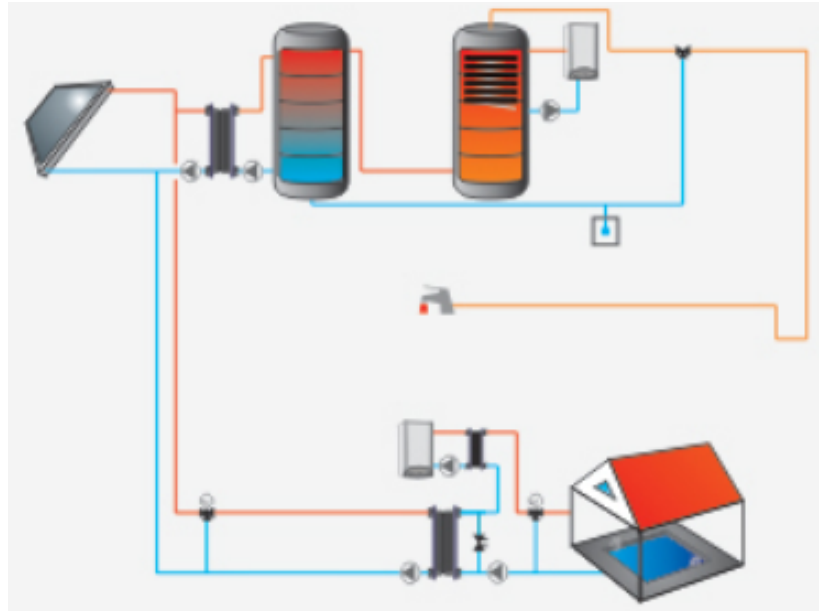


Figura 29. Instalación con intercambiador independiente y piscina cubierta.

2.4 Elementos de una instalación solar

Una instalación solar acs para viviendas unifamiliares puede incluir, como se ha visto en los anteriores esquemas, elementos como un sistema de captación, un sistema de acumulación de energía, un calentador auxiliar, una bomba primaria... y todo ello unido entre sí por una red de tuberías y válvulas. A continuación se describen las funciones y características fundamentales de cada uno de ellos.

2.4.1 Sistema de captación solar

El campo de captadores solares actúa como un intercambiador de calor que transforma energía radiante (radiación solar) en energía térmica que aumenta la temperatura de un fluido de trabajo contenido en el interior de dicho campo de captación solar. Las instalaciones solares acs para viviendas unifamiliares pertenecen al grupo de instalaciones solares de baja o media temperatura y los tipos de captadores más utilizados en estas instalaciones son el captador plano o el de tubo de vacío.



Figura 30. Sistema de captación solar acs en una vivienda unifamiliar.

Las principales características que debe tener un captador son: resistencia a las condiciones exteriores, altas y bajas temperaturas, larga vida útil (varias décadas), fácil montaje y conversión de energía eficiente.

El funcionamiento de un captador solar térmico se basa en el efecto invernadero, dicho efecto se genera en algunos cuerpos transparentes como el vidrio, que permiten ser atravesados por radiaciones con longitud de onda de entre 0,3 y 3 micras. Dado que la mayor parte de la radiación solar está comprendida entre 0,3 y 2,4 micras, la luz solar puede atravesar un vidrio. Una vez atravesado, la radiación encuentra el absorbedor, que se calienta por la radiación solar y emite radiaciones de onda larga comprendidas entre las 4,5 y 7,2 micras para las que el vidrio es opaco, esta radiación que no puede salir es reflejada hacia el interior de nuevo. En la siguiente imagen se aprecia el efecto invernadero.

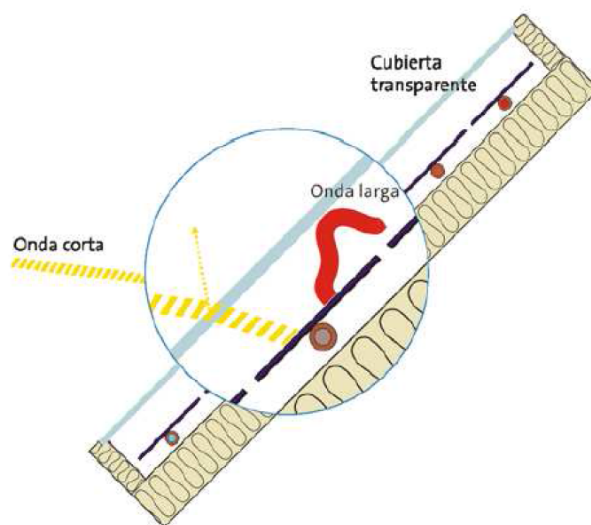


Figura 31. Efecto invernadero.

En un captador solar se pueden producir dos tipos de pérdidas, ópticas y térmicas. Las pérdidas ópticas se deben a la reflectividad de la cubierta transparente, y son del 4-6% de la irradiancia incidente, dependiendo del tipo de cubierta.

Respecto a las pérdidas térmicas, representan aproximadamente el 80% del total de pérdidas del captador y se producen mayoritariamente por la cara superior (cubierta transparente), el resto se pierde por la cara posterior y los laterales. En la siguiente figura se representan los flujos de energía que se tienen en un captador:

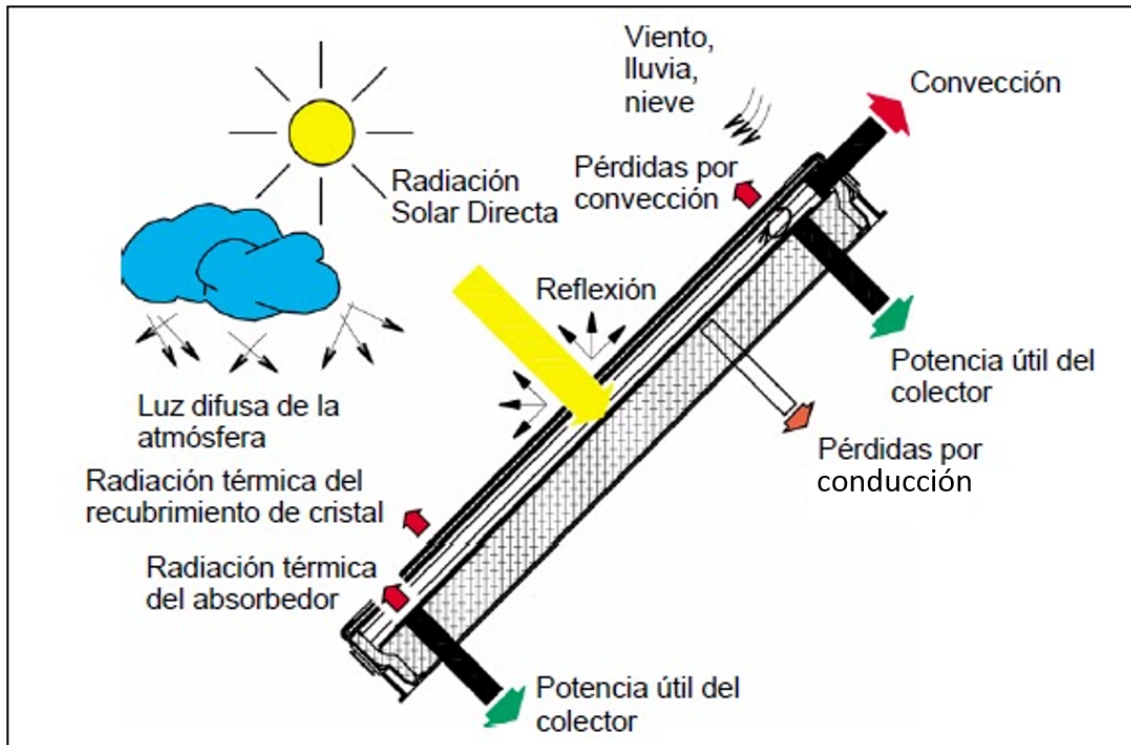


Figura 32. Flujos de energía en el captador.

El rendimiento de un captador se define como:

$$\eta = \frac{\text{Energía captada}}{\text{Energía incidente}} = \frac{Q_u}{IA} = \frac{\dot{m}_{cp} C_p (T_s - T_e)}{IA} = \frac{IF_R(\tau\alpha)A - F_R U_L A (T_e - T_a)}{IA}$$

$$\eta = F_R(\tau\alpha) - \frac{F_R U_L (T_e - T_a)}{I}$$

Q_u : energía útil. I : irradiancia incidente. A : área de captación. \dot{m}_{cp} : caudal del circuito primario.

C_p : calor específico del fluido caloportador. T_s : temperatura del fluido a la salida.

T_e : temperatura del fluido a la entrada. T_a : temperatura ambiente. $F_R(\tau\alpha)$: factor óptico o de ganancias. $F_R U_L$: factor de pérdidas.

Los elementos principales de un captador solar plano son los siguientes:

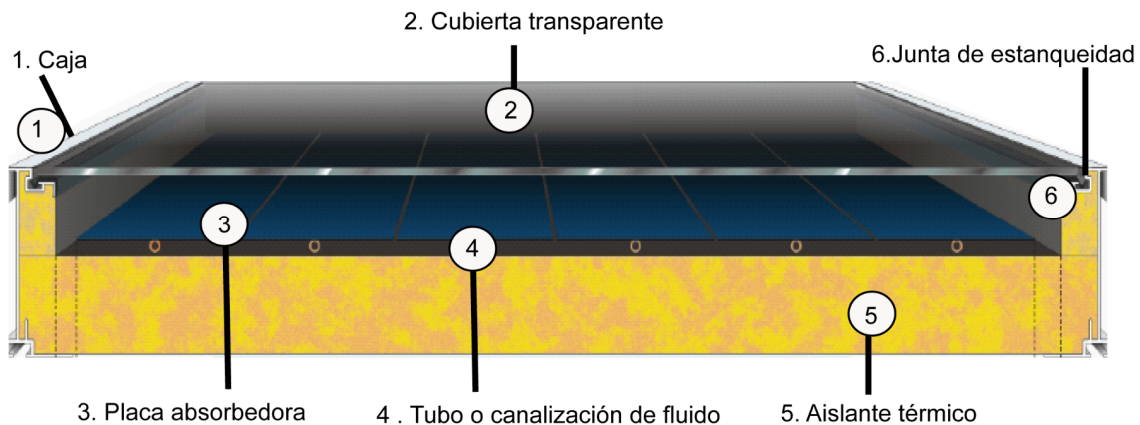


Figura 33. Elementos de un captador solar plano.

Caja o carcasa: contiene los elementos que componen el captador solar y el material aislante térmico y sirve sobre todo para protegerlos del exterior. El cierre normalmente está formado por un perfilado de aluminio anodizado que garantizará una resistencia del conjunto, incluso, en las condiciones extremas de trabajo. Asimismo, la carcasa, dispondrá de unas perforaciones de desagüe de condensados, en la parte inferior.

Cubierta transparente: su función es provocar el efecto invernadero, dejando pasar la radiación solar de onda corta y no permitiendo salir la de onda larga. También protege al absorbedor y al aislamiento térmico dentro de la carcasa contra los efectos nocivos del medio ambiente. Actualmente se emplean cubiertas de vidrio con bajo contenido en hierro con un espesor en torno a 3-5 mm.

Placa absorbidora: produce la conversión de la radiación solar en energía interna del fluido que circula por los tubos, que forman parte del absorbedor. Los tubos deben estar a una distancia de 100 a 120 mm para que aumente la transferencia de calor. El absorbedor es de un material con alta conductividad térmica, se suelen utilizar láminas de cobre o aluminio de unos 0,2 mm de espesor, dichas láminas se oscurecen básicamente con una fina película de pintura negra calórica que resiste temperaturas de trabajo superiores a los 100°C y además se le aplican un tratamiento selectivo, basado en deposiciones electroquímicas o pinturas con óxidos metálicos que tienen una alta absorción de la radiación solar (onda corta) y una baja emisividad del calor (onda larga). El absorbedor incorpora una parrilla de conducciones por donde circulará el fluido caloportador.

Aislamiento térmico: su función es disminuir las pérdidas térmicas por la cara posterior y los laterales del captador. Se ubica a los lados y en la parte posterior del captador y se emplean planchas de materiales como, lana de vidrio, lana mineral, espumas de poliuretano, cianurados, etc. Deben resistir las altas temperaturas de estancamiento de los captadores. El espesor del aislamiento oscila entre 40 y 70 mm en la pared posterior y en torno a 10 mm en las superficies laterales.

Junta de estanqueidad: tienen como función principal mantener la estanqueidad del captador impidiendo la entrada de suciedad y de agua. Las juntas son de un material elástico y deben ser

resistentes a temperaturas muy elevadas y a cargas mecánicas debidas a los movimientos de los tubos a causa de la dilatación térmica.

2.4.2 Sistema de acumulación

En una instalación de energía solar térmica, la acumulación de energía es necesaria debido al desfase que existe entre la radiación solar y el consumo. La función del depósito de acumulación es independizar en la medida de lo posible, el circuito de captación solar (oferta) del circuito de consumo (demanda). La acumulación desempeña el papel de un volante de inercia en un sistema mecánico. El objetivo de la acumulación es almacenar la energía solar captada para poder suministrarla posteriormente cuando existe demanda.

Los depósitos de acumulación de ACS pueden ser interacumuladores o acumuladores, según contengan o no en su interior al intercambiador. La característica más importante para su selección es el material con el que están fabricados, existiendo tres tipos fundamentales: acero inoxidable, acero con tratamientos especiales (los más habituales con resinas epoxi) o acero con esmalte vitrificado, generalmente para pequeños volúmenes. Otros aspectos básicos para su selección son la presión y la temperatura de trabajo.

Los acumuladores o interacumuladores deben disponer de las siguientes conexiones que se aprecian a continuación en la imagen.

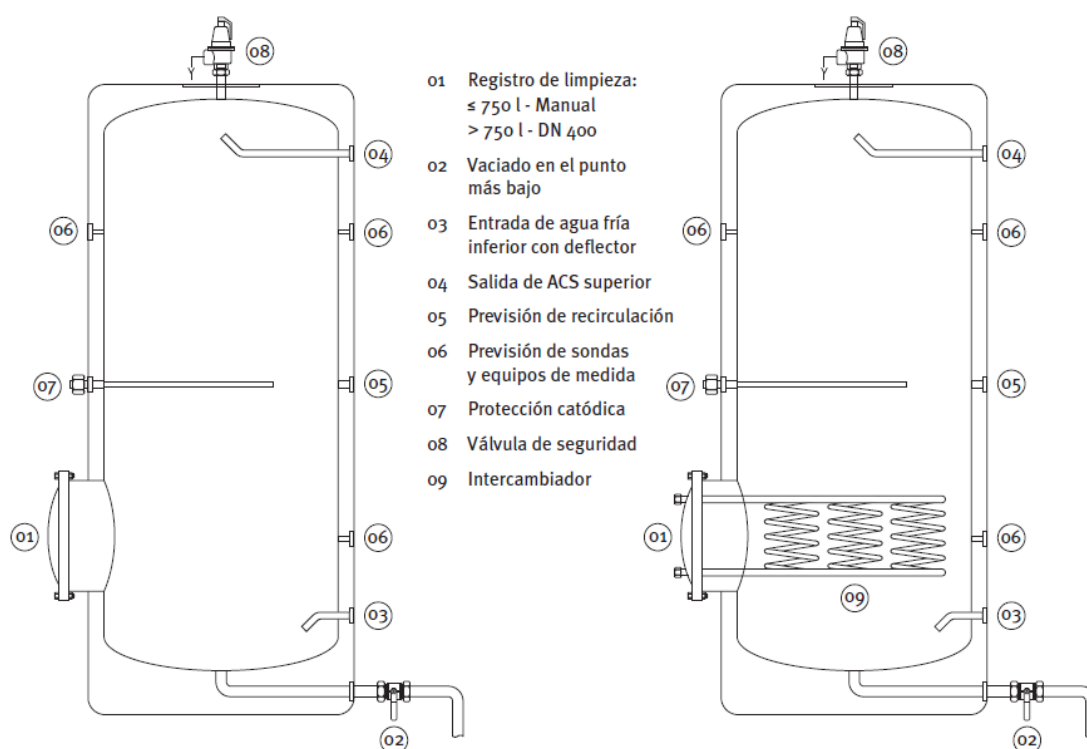


Figura 34. Conexiones necesarias en acumuladores e interacumuladores.

Los interacumuladores pueden ser de dos tipos:

De doble envoltente: constan de una envoltente exterior al depósito por la que circula el agua de calderas, rodeando al acumulador, el conjunto se termina con un aislamiento exterior. Se utilizan exclusivamente en instalaciones pequeñas.

Con serpentín interior: consisten en depósitos sencillos con el intercambiador tubular en su interior. Existe una amplísima gama de capacidades, alcanzando grandes volúmenes. En siguiente figura se aprecia este tipo de intercumulador.

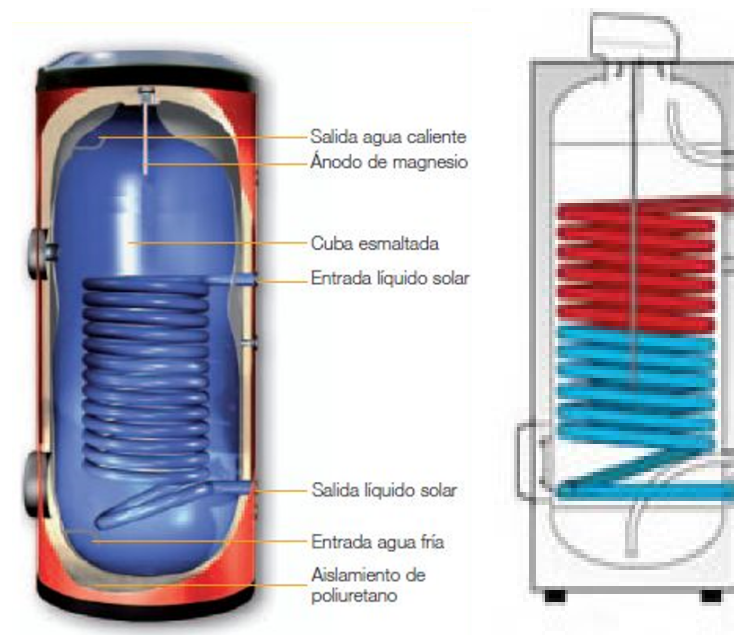


Figura 35. Interacumulador con serpentín interior.

2.4.3 Sistema de calentamiento auxiliar

En los sistemas solares térmicos se requiere de un sistema de calentamiento auxiliar para garantizar el abastecimiento de agua caliente que demande el usuario. Es importante separar la parte solar de la parte auxiliar para aprovechar al máximo la conversión solar. La función del sistema de calentamiento auxiliar es aportar calor a la corriente de agua que viene del acumulador en caso de que dicha corriente tenga una temperatura inferior a la establecida, que se denominará a lo largo del proyecto T_{e-aux} por comodidad. La T_{e-aux} se define en función de la temperatura que se desee tener en el punto de consumo (T_{pc}) y de la longitud de tubería que haya desde el calentador auxiliar y el punto de consumo (L_{pc}), por tanto la T_{e-aux} será algo mayor que la T_{pc} para así poder garantizar la temperatura de consigna.

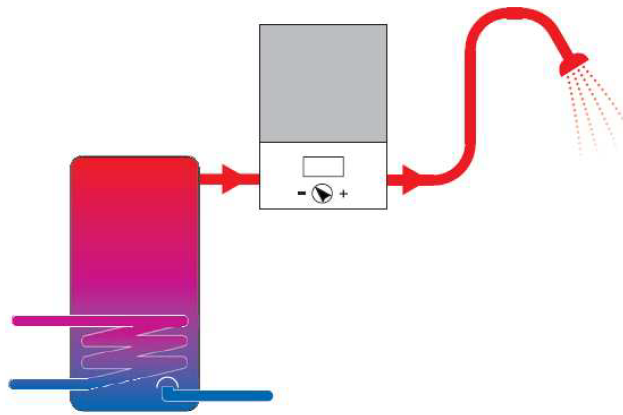


Figura 36. Sistema de calentamiento auxiliar en serie con el acumulador.

2.4.4 Sistema de transporte

El sistema de transporte de los fluidos de una instalación solar está formado por una serie de componentes como válvulas, tuberías, etc... que se van a ir definiendo a continuación.

Válvula mezcladora

La válvula mezcladora consta de 3 vías, 2 entradas y una salida, y su función es garantizar junto con la ayuda de la válvula termostática que la corriente de agua llegue al punto de consumo a la temperatura de consigna deseada.

Respecto a su modo de funcionamiento, la entrada de agua fría procedente de la red permanece cerrada siempre que la temperatura de la corriente secundaria que sale del acumulador sea inferior o igual a la T_{e-aux} , y se abrirá en caso contrario, aportando así agua fría procedente de la red. Ocupa la siguiente posición en la instalación.

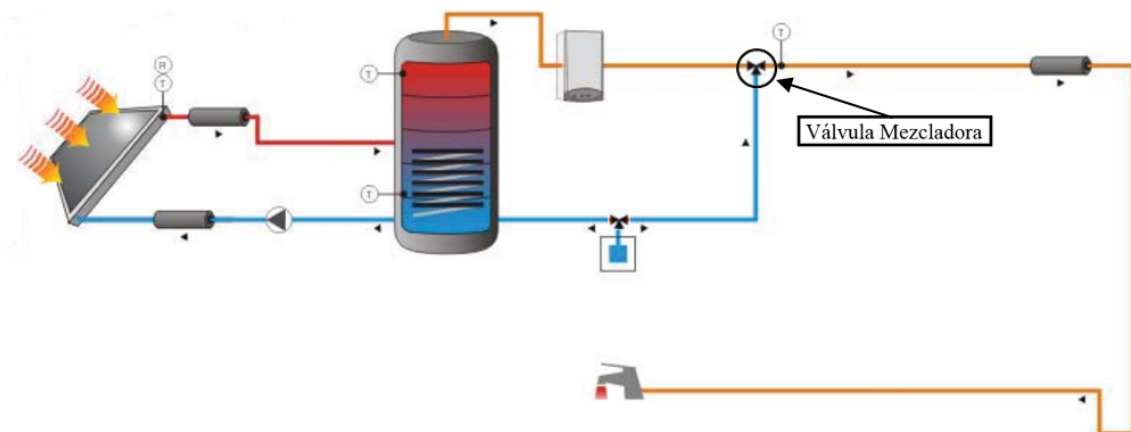


Figura 37. Ubicación de la válvula mezcladora en la instalación.

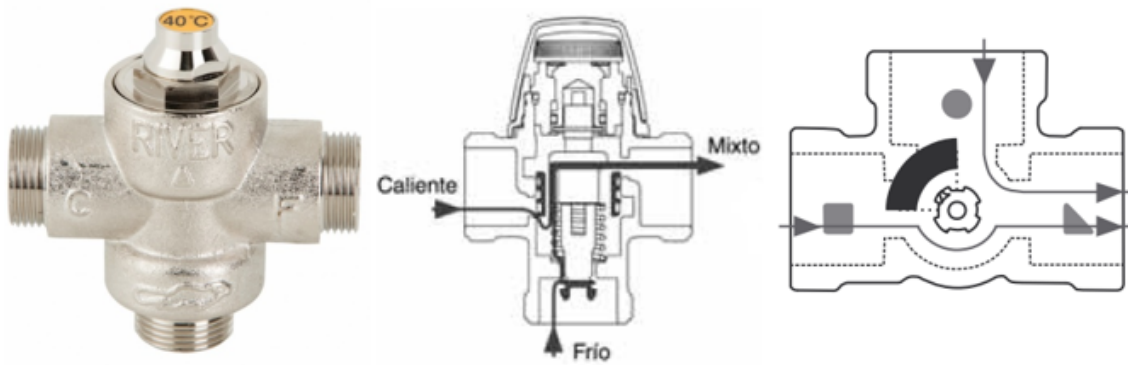


Figura 38. Válvula mezcladora.

Válvula termostática

La válvula termostática consta de 3 vías, una entrada y dos salidas, al contrario que la anterior, y tiene como función enfriar la corriente secundaria que sale del acumulador y va al punto de consumo, en caso de que la temperatura de la corriente sea superior a T_{e-aux} , para así garantizar la temperatura de consigna.

Cuando dicha válvula detecta que la temperatura de la corriente que sale del acumulador supera la T_{e-aux} , desvía una parte de la corriente que viene de la red y va hacia la entrada secundaria del acumulador, dirigiéndola hacia la válvula mezcladora, que une ambos flujos en uno, disminuyendo así la temperatura. Si la válvula detecta una temperatura inferior que la T_{e-aux} no desvía corriente de agua fría como es lógico. Ocupa la siguiente posición en la instalación.

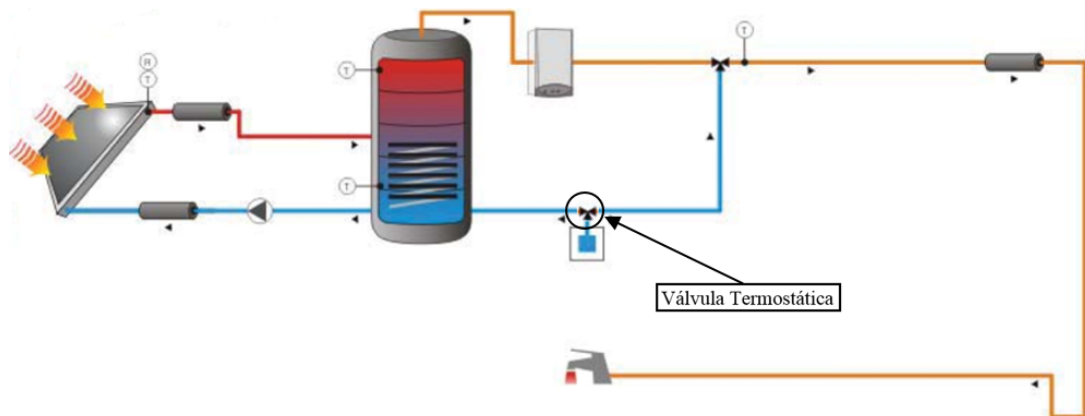


Figura 39. Ubicación de la válvula termostática en la instalación.

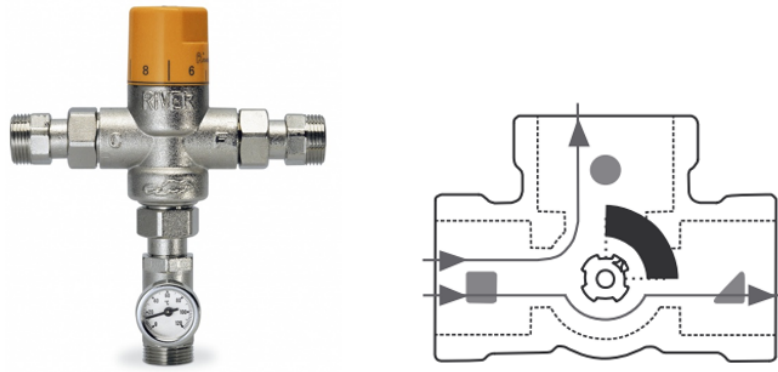


Figura 40. Válvula termostática.

Bomba y control

La bomba es el dispositivo encargado de producir la circulación del fluido de trabajo en el circuito primario. Los requisitos más relevantes que han de tener una bomba son: resistencia a las temperaturas de trabajo que puedan producirse en el circuito primario, resistencia a la exposición continua del fluido de trabajo, alto rendimiento en el punto de operación y larga vida útil.

Respecto al control de la bomba, es por histéresis y tiene la función de arrancar y parar la bomba las condiciones de control que se impongan. En este caso el control de la bomba dependerá de la radiación global incidente sobre los captadores y de la diferencia de temperaturas del fluido primario a la salida del campo de captación y la salida del acumulador.

Red de tuberías

Las tuberías son fundamentales, para su selección se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Compatibilidad con el fluido: el material con el que están fabricadas las tuberías ha de ser compatible con el fluido a transportar, para que no afecte a su composición ni produzca reacciones con el mismo.
- Presión de trabajo: las tuberías deben ser capaces de soportar la presión de trabajo en su instalación.
- Temperatura de trabajo: asimismo deben mantenerse estables con las temperaturas de trabajo de las instalaciones.

Los accesorios y uniones de las tuberías, han de cumplir las mismas características que las propias tuberías, en ocasiones las condiciones de trabajo están limitadas por las uniones o accesorios y no por las tuberías.

Fluidos de trabajo

Los fluidos de trabajo en el circuito primario deben cumplir los siguientes requisitos:

- Deben ser resistentes a la temperatura de trabajo, incluso hasta el nivel máximo correspondiente al estado de estancamiento del captador.

- Deben ofrecer protección contra las heladas en caso de que las instalaciones operen durante todo el año y hayan períodos muy fríos.
- Deben garantizar protección anticorrosiva en el caso de que en el circuito primario se utilicen materiales mixtos o propensos a la corrosión.
- No deben exigir requisitos especiales en cuanto a los materiales del circuito primario, de manera que se puedan obtener componentes normales y de bajo coste.
- Deben poseer un calor específico elevado, así como una buena conductividad térmica, por medio de la cual se permita realizar de manera eficaz la transferencia de calor realizada en el captador.
- No deben ser tóxicos ni contaminar el medio ambiente.
- Deben tener una baja viscosidad, con el fin de mantener en un valor reducido las pérdidas de carga y, por tanto, la potencia de la bomba de circulación.
- Deben tener bajos costes y una buena disponibilidad.

Vasos de expansión

Su función es compensar los cambios del volumen del fluido de trabajo ocasionados por la dilatación térmica. El vaso de expansión permite que no haya fugas de fluido de trabajo en un circuito cerrado a través de la válvula de seguridad cuando el fluido se calienta. Cuando el fluido se calienta dentro del circuito aumentando su volumen, una parte del fluido entra en el vaso de expansión, cuando el sistema se enfría, el vaso de expansión devuelve el fluido al circuito. El vaso de expansión a su vez sirve para mantener la presión en el circuito dentro del rango de presiones admisibles y siempre por encima de la atmosférica, impidiendo la introducción de aire en el circuito cuando el sistema vuelve a enfriarse.

3. Programación en TRNSYS y CHEQ4 de instalaciones solares acs con interacumulador en viviendas unifamiliares

3.1 Introducción

Una vez que se ha estudiado en el capítulo 1 el desarrollo de la energía solar térmica mundial y en el capítulo 2 las cuatro configuraciones básicas de las instalaciones solares acs para viviendas unifamiliares, así como las características de sus componentes, en este capítulo se va explicar en primer lugar en qué consiste el programa de simulación de sistemas energéticos TRNSYS, luego se se explicará cómo usar y las funciones de la aplicación informática de simulaciones de sistemas solares acs, CHEQ4. Una vez mostradas las utilidades de ambos programas, se van a utilizar para simular instalaciones solares acs con interacumulador en viviendas unifamiliares, para ello, se realizará previamente el cálculo de una serie de parámetros correspondientes a los componentes de la instalación solar acs con interacumulador para viviendas unifamiliares, necesario para poder realizar las simulaciones. Se obtendrá una batería de parámetros que dará lugar a 99 simulaciones (cuyas características fundamentales se recogen en la parte de Anexos de este proyecto) en TRNSYS y otras tantas en CHEQ4. Llegado a este punto, se escoge una combinación de parámetros de las 99 totales y se programa la instalación base en TRNSYS y en CHEQ4, esto se explica paso a paso tanto en TRNSYS como en CHEQ4, y luego se simulan para obtener sus fracciones solares anuales. Como adelanto, en el capítulo cuarto, se simularían el resto de instalaciones, para finalmente obtener las fracciones solares de demanda cubierta, un total de 99 para TRNSYS y otras tantas para CHEQ4, y así poder conocer las diferencias de resultados entre un programa y otro, y analizar las posibles causas de las variaciones de resultados existentes entre ambos programas.

3.2 TRNSYS

TRNSYS (**TRaNsient SYstem Simulation**) es un programa de simulación de sistemas en régimen transitorio con una estructura modular. Esta naturaleza modular proporciona al programa una gran flexibilidad y facilita la adición de modelos matemáticos que no están incluidos en la librería estándar. TRNSYS se adapta bien al análisis de sistemas cuyo comportamiento depende del paso del tiempo, (típicamente sistemas térmicos en general, y de energía solar especialmente).

TRNSYS ha sido desarrollado en el Solar Energy Laboratory (SEL) de la Universidad de Wisconsin-Madison. Desde la primera aparición del programa en 1975 han aparecido multitud de nuevas versiones, en este proyecto se utiliza la versión 16.1 aunque la 17.0 es la versión más actual.

TRNSYS consiste en un conjunto de programas, TRNSYS Simulation Studio, el motor de cálculo (TRNDll.dll) y su ejecutable (TRNExe.exe), la interfaz visual para los datos de entrada de un edificio (TRNBuild.exe), y el editor utilizado para crear programas redistribuibles y autónomos conocidos como aplicaciones TRNSED (TRNEdit.exe).

Simulación modular

Un sistema se define como un conjunto de componentes, interconectados de tal forma que cumplan con una tarea específica. Por ejemplo, un sistema de calentamiento solar de agua típico puede constar de un colector solar, una unidad de almacenamiento de energía, una unidad de calentamiento auxiliar, una bomba y varios sensores de temperatura de control. Una característica obvia de este sistema es su modularidad, dado que este sistema consiste en componentes, es posible simular el comportamiento del sistema simulando de forma conjunta el comportamiento de los componentes interconectados.

El comportamiento de un componente dentro de un sistema va a depender normalmente de parámetros característicos fijos, del comportamiento (salidas) de otros componentes y de funciones dependientes del tiempo. Por ejemplo, para determinar el comportamiento transitorio de un sistema de calentamiento solar de agua se necesitan conocer datos meteorológicos (pe. radiación solar, temperatura ambiente, etc.) y también datos de demanda de agua caliente en función del tiempo.

La técnica de simulación modular reduce en gran medida la complejidad de la simulación de sistema, porque en esencia lo que se hace es reducir un problema grande a cierto número de problemas más pequeños, cada uno de los cuales es más fácil de resolver de forma independiente. Además, muchos componentes son comunes a diferentes sistemas y por tanto, si el comportamiento de cada uno de estos componentes se describe de una forma general, pueden usarse en muchos sistemas diferentes con pequeñas modificaciones o incluso sin modificación alguna. Esta característica hace la simulación modular más atractiva. A continuación se muestra el esquema de modelo en TRNSYS.

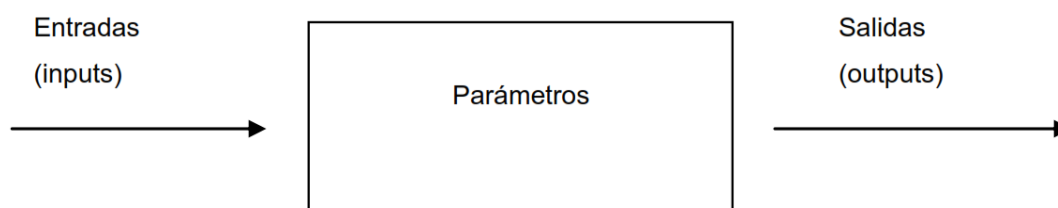


Figura 41. Esquema de concepto de modelo en TRNSYS.

Un proyecto TRNSYS típicamente se realiza conectando gráficamente componentes en Simulation Studio. Cada componente “Type” se describe con un modelo matemático en el motor de simulación de TRNSYS y tiene asociada una Proforma en Simulation Studio. La proforma tiene una descripción del componente tipo caja negra con entradas (input), salidas (output), parámetros (parameters), etc.

Los componentes de TRNSYS son denominados Types (por ejemplo, Type 1 es el captador solar). Simulation Studio genera un archivo de texto de entrada al motor de cálculo de TRNSYS. Este archivo (input file) se denomina deck file, y su extensión es “.dck”.

Interfaz gráfica: TRNSYS Simulation Studio

La interfaz gráfica de TRNSYS es Simulation Studio. Desde aquí se pueden crear proyectos arrastrando y soltando componentes al espacio de trabajo, conectándolos y fijando los parámetros tanto de los componentes como los parámetros globales de la simulación.

Simulation Studio guarda la información en un archivo denominado *Trnsys Project File* (*.tpf). Cuando se ejecuta la simulación, también se crea un *TRNSYS input file* (*.dck, que es un archivo de texto que contiene toda la información del proyecto, pero sin la información gráfica).

Simulation Studio también permite integrar, escribir o dibujar las variables de simulación que permitan posteriormente analizar lo que ocurrió durante la simulación, también se pueden realizar muchas tareas adicionales, como generar proyectos que utilizan el "asistente para nuevo proyecto", o generar un esqueleto para nuevos componentes utilizando el asistente para Fortran, ver y editar los componentes proformas (una proforma es la de descripción de entradas/salidas y parámetros de cada componente), ver archivos de salida, etc. A continuación se muestra el aspecto de TRNSYS Simulation Studio.

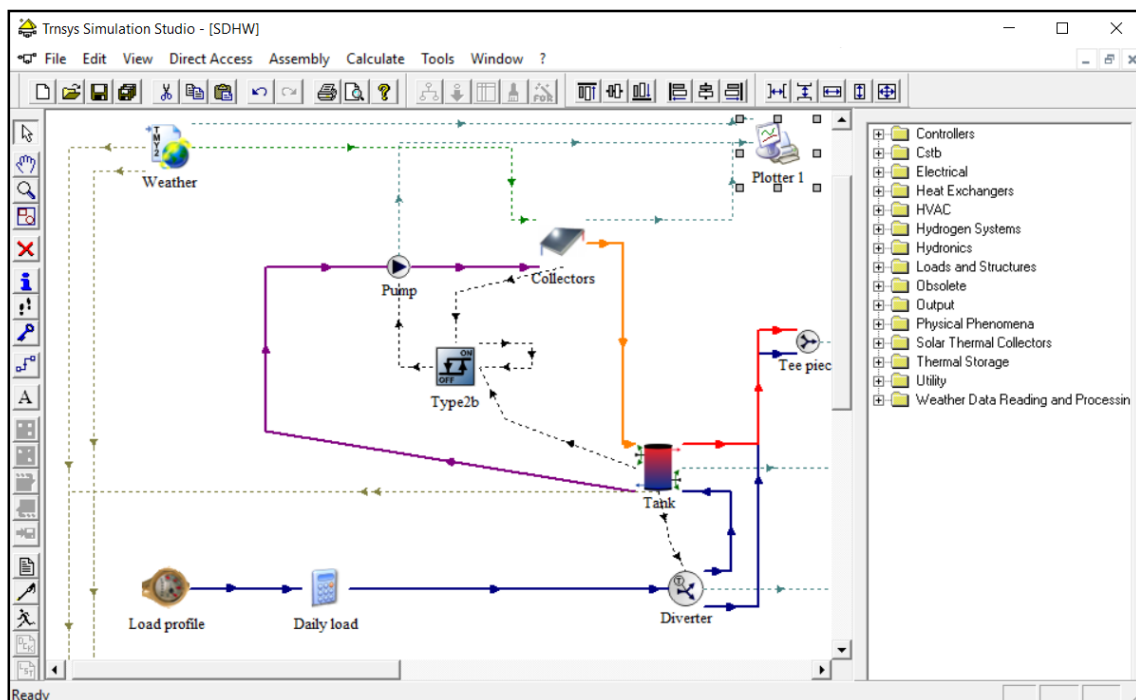


Figura 42. TRNSYS Simulation Studio.

Motor de simulación: TRNSYS Simulation Engine

El motor de cálculo de TRNSYS es programado en Fortran y es compilado en una “Windows

Dynamic Link Library (DLL), denominada TRNDll. El núcleo de TRNSYS lee toda la información del proyecto a simular del archivo de entrada a TRNSYS (.dck). Y también abre adicionalmente archivos de entrada (p.ej. de archivos climáticos) y crea archivos de salida.

El motor de cálculo es llamado por un programa ejecutable, TRNExe.exe, el cual adicionalmente también se encarga de implementar la representación gráfica online de resultados, que es una herramienta muy útil para ver muchas de las variables de salida durante la simulación. A continuación se muestran imágenes representativas del funcionamiento de TRNSYS y de un modelo de representación gráfica de TRNExe.exe.

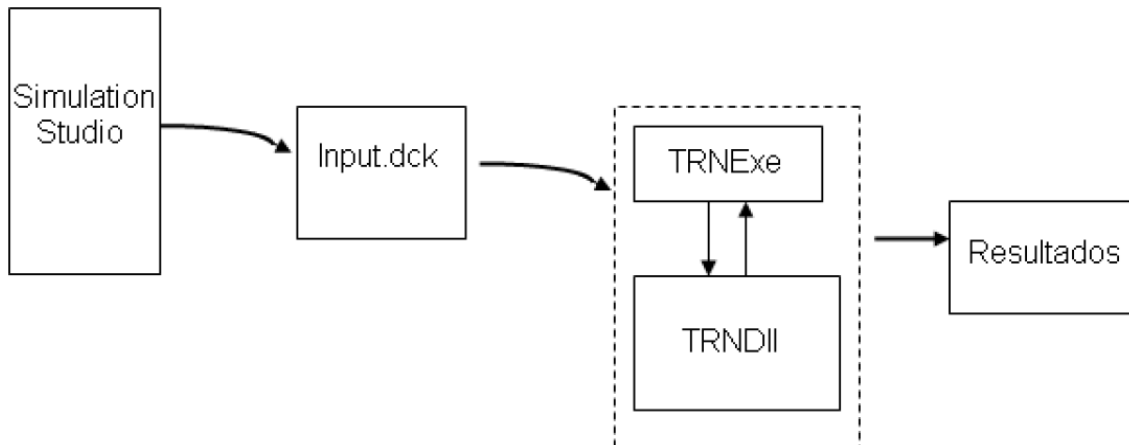


Figura 43. Esquema de funcionamiento de TRNSYS.

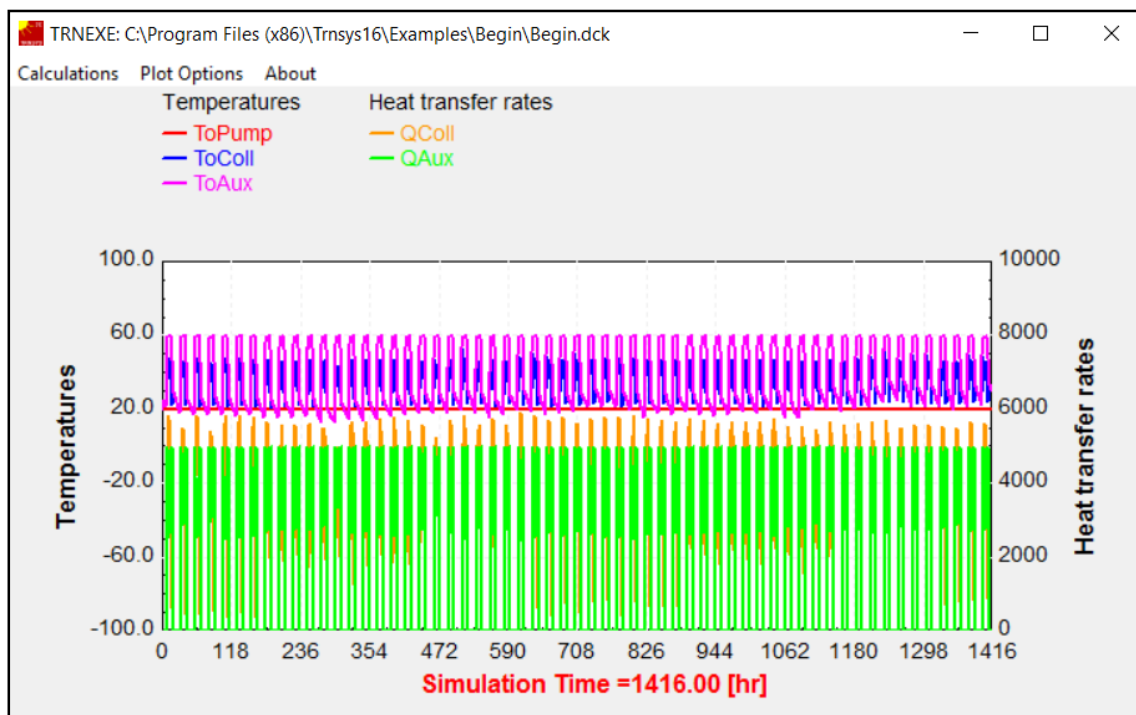


Figura 44. Representación gráfica de TRNExe.exe.

Interfaz gráfica para definir edificios

TRNBuild es una herramienta muy útil para introducir los datos de entrada de edificios multizona. Permite especificar la estructura del edificio con detalle, así como todo lo necesario para simular el comportamiento térmico del mismo, como propiedades ópticas de ventanas, perfiles de calefacción y refrigeración, etc. TRNBuild crea una descripción del edificio (*.bui) que incluye toda la información necesaria para la simulación del mismo. En la siguiente imagen se muestra el aspecto de TRNBuild.

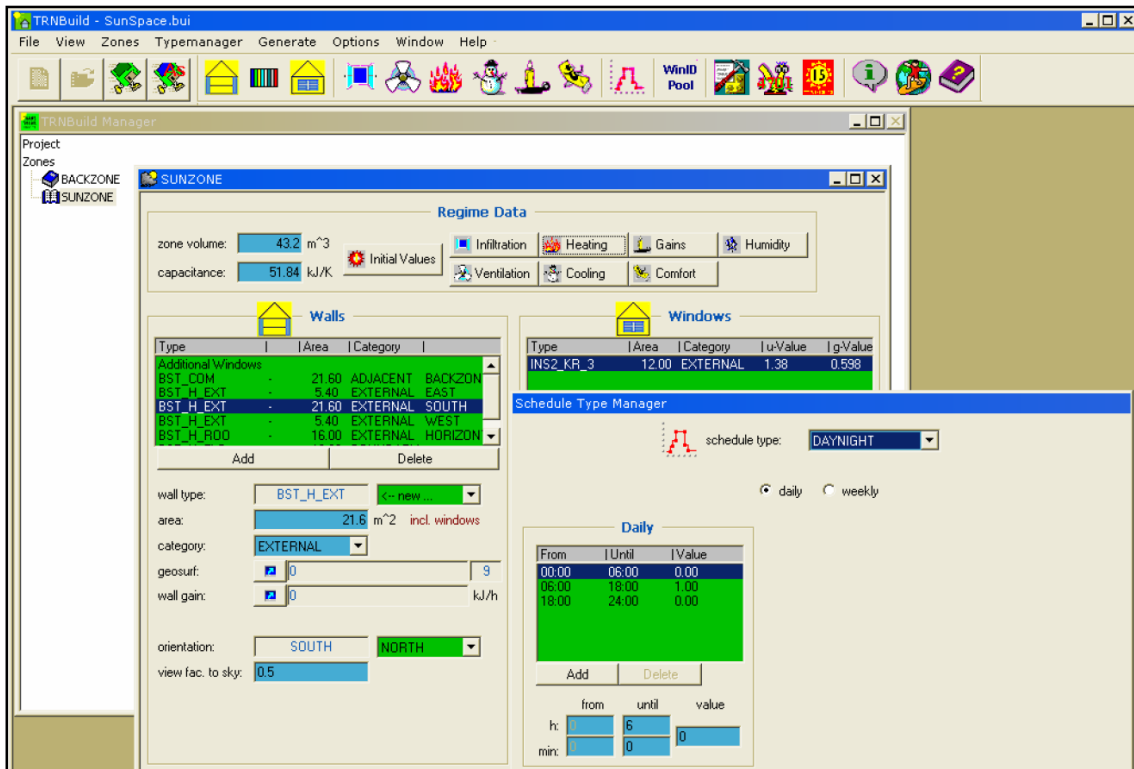


Figura 45. Interfaz gráfica TRNBuild.

TRNEdit y aplicaciones TRNSED

TRNEdit es un editor especializado que puede utilizarse para crear o modificar TRNSYS input files (decks). En general no es recomendable utilizarlo, y sólo los usuarios avanzados deberían intentar modificar a mano estos archivos. La mayoría de los usuarios deben realizar las modificaciones de los deck files exclusivamente en Simulation Studio.

Por otra parte, TRNEdit puede utilizarse para crear aplicaciones redistribuibles (conocidas como aplicaciones TRNSED). Estos ejecutables pueden ser distribuidos de manera libre a usuarios finales que no tengan licencia de TRNSYS para ofrecerles a ellos una herramienta simplificada de simulación. El distributable incluye una interfaz gráfica con múltiples ventanas. Un ejemplo de este tipo de aplicaciones TRNSED se observa en la siguiente figura.

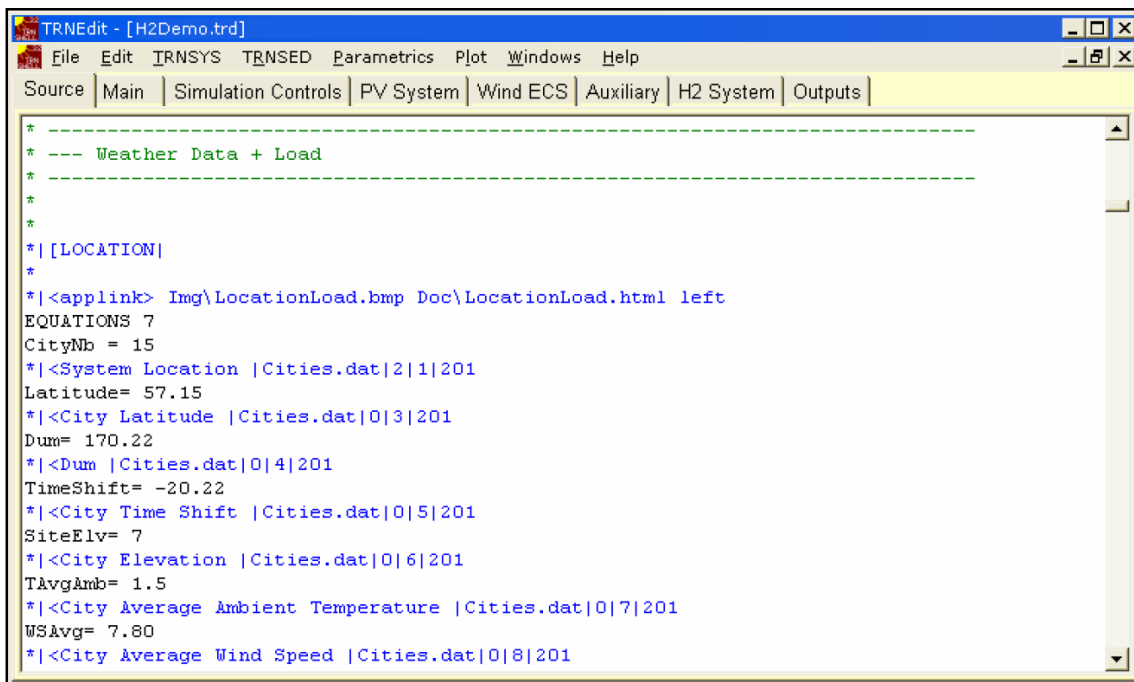


Figura 46. Editor TRNEdit.

Complementos adicionales

TRNSYS ofrece una amplia variedad de componentes estándar. Además, muchas librerías adicionales están disponibles para expandir sus capacidades:

- TRNLIB: sel.me.wisc.edu/trnsys/trnlib (free component library)
- TRANSSOLAR libraries: www.transsolar.com
- TESS libraries: www.tess-inc.com

3.3 CHEQ4

CHEQ4 es una aplicación informática, desarrollada por Aguasol, para IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y ASIT (Asociación Solar de la Industria Térmica). Utiliza como motor la nueva metodología de cálculo MetaSol y permite verificar el cumplimiento de la contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, exigida en la sección HE4 del Código Técnico de la Edificación, siempre que las características de la instalación se encuentren incluidas en su rango de aplicación, se trata por tanto de una herramienta de comprobación y no de diseño. Su correcta aplicación es suficiente para acreditar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la sección HE4.

Modo de uso

El uso de CHEQ4 es muy fácil y rápido. Las entradas de valores al programa se introducen a través de cinco pestañas, la primera para la localización de la instalación solar, la segunda para elegir la

configuración del sistema solar, la tercera para introducir la demanda acs y la cuarta y la quinta para dimensionamiento de los componentes de la instalación solar. En la sexta y última pestaña se muestran los resultados de la instalación. A continuación se analiza cada una de estas pestañas.

Localización

En esta pestaña el usuario tiene que introducir tres parámetros, provincia, municipio y altura absoluta respecto al nivel del mar a la que se encuentre la instalación.

Automáticamente, el programa mostrará la zona climática a la que pertenece dicho municipio (según HE4), su latitud y su altura de referencia. El programa también mostrará una tabla con los siguientes datos: irradiación global media mensual sobre la horizontal (según *Atlas de Radiación Solar en España de la AEMET*), temperatura diaria media mensual del agua de red (según *UNE 94002*) y temperatura ambiente diaria media mensual (según *UNE 94003*). En la siguiente imagen se recogen las características mencionadas anteriormente.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

Provincia: Sevilla Municipio: Sevilla Zona climática: Zona V Latitud: 37° 22'

Mapa provincia

Altura municipio seleccionado (m): 12

Altura de la instalación (m): 12

	Rad(MJ/m2)	T.Red (°C)	T.Amb (°C)
Enero	9.8	11.0	10.7
Febrero	13.2	11.0	11.9
Marzo	18.1	13.0	14.0
Abril	22.1	14.0	16.0
Mayo	25.2	16.0	19.6
Junio	28.4	19.0	23.4
Julio	29.2	21.0	26.8
Agosto	25.9	21.0	26.8
Septiembre	20.8	20.0	24.4
Octubre	14.5	16.0	19.5
Noviembre	10.5	13.0	14.3
Diciembre	8.4	11.0	11.1
Promedio	18.8	15.5	18.2

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Datos proyecto Nuevo proyecto Abrir proyecto Guardar proyecto Ayuda Acerca de... Salir

Figura 47. Ventana de localización de CHEQ4.

Configuración de sistemas

Una de las principales características de CHEQ4 y de su metodología de cálculo MetaSol es que ambos han sido especialmente diseñados para predecir correctamente el comportamiento de las

tipologías de instalaciones más habituales en nuestro país. Otras metodologías habitualmente utilizadas, son válidas únicamente para una determinada configuración de sistema, para determinadas aplicaciones y para determinados tamaños de instalación, por lo que la utilización de este tipo de métodos, para analizar el comportamiento de sistemas para los cuales no han sido definidos, puede conducir a importantes desviaciones.

CHEQ4 utiliza como motor la nueva metodología de cálculo MetaSol, que consiste en un conjunto de curvas, dos por configuración, que permiten predecir las ganancias y pérdidas de cada uno de los sistemas. La pestaña “Configuración” permite al usuario seleccionar el tipo de instalación que más se ajuste al sistema que desea validar. Internamente, CHEQ4 seleccionará las curvas MetaSol correspondientes a dicha instalación y cuáles son los parámetros que la definen.

Las diferentes configuraciones disponibles se encuentran agrupadas según sean para “Consumo único” o “Consumo múltiple”. En la siguiente figura se muestran dichas configuraciones.



Figura 48. Ventana de configuración de sistemas de CHEQ4.

Demanda acs

En la pestaña "Demanda" el usuario debe especificar la demanda total de agua caliente sanitaria del edificio. Los parámetros necesarios variaran en función de si se trata de una instalación de Consumo único o de Consumo múltiple.

Si es consumo único, el usuario únicamente debe seleccionar el tipo de aplicación y el número de elementos de dicha aplicación, mientras que en el caso de que la instalación seleccionada requiera definir un consumo múltiple, se deberá especificar el número de viviendas y dormitorios.

En el apartado “Consumo total” es posible especificar otras demandas diarias, que no se hayan podido incluir en ninguno de los apartados anteriores. El valor de dichas demandas se sumará directamente al valor previamente calculado en los apartados anteriores.

En el apartado “Ocupación estacional” es posible especificar el porcentaje de ocupación estacional mensual de la instalación.

En el apartado “Contribución solar mínima exigida”, se muestra cual debe ser esa contribución solar mínima exigida por el HE4 en función del sistema de apoyo que finalmente seleccione el usuario. En la siguiente imagen se recoge lo citado anteriormente.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

CONSUMO ÚNICO

Aplicación: Vivienda

Número de personas: 6

Demanda calculada (l/día a 60 °C): 168

CONSUMO MÚLTIPLE

	Viviendas	Dormitorios	Personas	Litros/día
Tipo A	0	0		
Tipo B	0	0		
Tipo C	0	0		
Tipo D	0	0		

Demanda calculada (l/día a 60 °C): 168

CONSUMO TOTAL

Otras demandas (l/día a 60°C): 0

Demanda total (l/día a 60°C): 168

OCUPACIÓN ESTACIONAL (%)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
100	100	100	100	100	100	100
Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	
100	100	100	100	100	100	100

CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA EXIGIDA

Caso general FS 60%

Caso piscina FS 70%

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Datos proyecto | Nuevo proyecto | Abrir proyecto | Guardar proyecto | Ayuda | Acerca de... | Salir

Figura 49. Ventana de demanda acs de CHEQ4.

Caracterización del sistema solar y auxiliar

La pestaña "Solar/ Apoyo" consta de cuatro partes. La primera “captadores” en la que el usuario debe especificar el tipo de captador (marca y modelo), la segunda “campo de captadores” donde hay que especificar el número total de captadores, el número de captadores en serie, las pérdidas por sombras, la orientación y la inclinación.

En la tercera parte, “circuito primario/ secundario”, se introducen el caudal primario, la proporción de anticongelante, la longitud del circuito, el diámetro de tubería, el espesor de aislante y el tipo de aislante. En la parte final, “sistema de apoyo”, se introduce el tipo de sistema auxiliar y el tipo de combustible. En la siguiente imagen se recoge lo mencionado anteriormente.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

CAPTADORES

Empresa: Junkers
 Marca/Modelo: FCC 1 S

AVISO:
 Verificar la existencia y vigencia de la certificación del captador seleccionado.

Datos de ensayo

Área (m2)	1.94
n0 (-)	0.756
a1 (W/m2K)	4.052
a2 (W/m2K2)	0.0138
Qtest(l/hm2)	72
k50	0.95
Laboratorio	Fraunhofer
Certificación	NPS-11110

CAMPO DE CAPTADORES

Núm. captadores: 2 Captadores en serie: 1 Pérdidas sombras (%): 0
 Orientación (°): 0 Inclinación (°): 45 Área total captadores (m2): 3.88

CIRCUITO PRIMARIO / SECUNDARIO

Caudal prim.(l/h): 279 Anticongelante (%): 30 Long. circuito (m): 27.5
 Diám. tubería (mm): 12 Esp. aislante (mm): 30 Aislante: genérico

SISTEMA DE APOYO

Tipo de sistema: Caldera eléctrica
 Tipo de combustible: Electricidad

Localización
Configuración
Demanda
Solar/Apoyo
Otros parámetros
Resultados

Datos proyecto Nuevo proyecto Abrir proyecto Guardar proyecto Ayuda Acerca de... Salir

Figura 50. Ventana de dimensionamiento solar/ apoyo de CHEQ4.

Caracterización del sistema de acumulación y circuito de consumo

Esta pestaña consta de tres secciones. La primera “volumen de acumulación” donde se introduce el volumen del depósito acumulador, la segunda “distribución” donde se introducen los parámetros del circuito de distribución tales como, la longitud del circuito, el diámetro de la tubería, el espesor de aislante, el tipo de aislante y la temperatura de consumo. La última parte, “piscina cubierta” se introducirían los parámetros correspondientes en caso de que la instalación sea con piscina. En la siguiente imagen se muestra la pestaña de dimensionamiento del sistema de acumulación y del circuito de consumo mencionada anteriormente.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

VOLUMEN DE ACUMULACIÓN

Volumen total (l)

Vol/Área (l/m2) 128.87

DISTRIBUCIÓN

Long. circuito (m)

Diám.tubería (mm)

Esp. aislante (mm) T. imp.(°C)

Aislante

PISCINA CUBIERTA

Altura (m)

Apertura diaria (h)

Superficie lámina (m2)

Humedad relativa (%)

Temp. ambiente (°C)

Temp. piscina (°C)

Renov. volumen día (%)

Ocupación (pers/m2)

VOLUMEN ACUMULACIÓN SUBESTACIONES

Tipo A (l) Tipo C (l)

Tipo B (l) Tipo D (l)

Volumen total (l) 0 Vol/Área (l/m2)

DISTRIBUCIÓN SUBESTACIONES

Long. total (m)

Diám. tubería (mm)

Esp. aislante (mm)

Aislante

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Datos proyecto Nuevo proyecto Abrir proyecto Guardar proyecto Ayuda Acerca de... Salir

Figura 51. Ventana de otros parámetros de CHEQ4.

Resultados

En esta pestaña se muestran los valores anuales de:

- Fracción solar (%): Fracción entre los valores anuales de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual.
- Demanda neta (kWh): Demanda energética anual sin tener en cuenta las pérdidas en acumulación y en distribución.
- Demanda bruta (kWh): Demanda energética anual teniendo en cuenta las pérdidas en acumulación y en distribución.
- Aportación solar al sistema (kWh): Energía solar aportada por la instalación.
- Consumo de energía primaria auxiliar (kWh): Energía aportada por la instalación auxiliar de apoyo para satisfacer la demanda total.
- Reducción de las emisiones de CO2 asociada a la utilización del sistema solar térmico (kg).

En la siguiente imagen se muestra la ventana de resultados de CHEQ4.



Figura 52. Ventana de resultados de CHEQ4.

3.4 Cálculo y selección de parámetros

En este apartado se van a realizar los cálculos e hipótesis necesarias para obtener una variación de parámetros correspondiente a un total de 99 combinaciones que darán lugar a las 99 simulaciones de instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares. Una vez calculados dichos parámetros las combinaciones se agrupan en 6 tablas que se adjuntan en la parte de Anexos de este proyecto. De las 99 combinaciones paramétricas, 33 se corresponden con la ciudad de Bilbao, 33 con la ciudad de Madrid y otras tantas con Sevilla. Cada simulación se identifica con un código que consta de un número y una letra correspondiente con la ciudad, así pues, la simulación 3B, sería la simulación de Bilbao número 3, si fuese la 22M, pues se refiere a la simulación de Madrid número 22 y así sucesivamente para todas.

3.4.1 Parámetros del sistema de captación solar

Todos los sistemas los captadores térmicos se supondrán planos, los parámetros de rendimiento serán referidos a la superficie del absorbedor y a la temperatura media de trabajo del captador. El modificador de ángulo de incidencia escalar. El captador se caracterizará por los siguientes parámetros:

Parámetros del captador solar			
Nombre	Descripción	Valor	Unidades
C0	Eficiencia óptica	0,80	-
C1	Coeficiente de pérdidas lineal	Variable	[W/m ² ·K]
C2	Coeficiente de pérdidas cuadráticas	Variable	[W/m ² ·K ²]
IAM	Modificador del ángulo de incidencia	0,90	-
Q_{cpt}	Caudal del captador en condiciones de diseño	72	[kg/h.m ²]
ÁCpt	Área unitaria de absorbedor	2	[m ²]

Tabla 1. Parámetros del captador solar.

3.4.2 Parámetros del sistema de acumulación

El sistema de acumulación está formado por un único acumulador, que consta de dos conexiones (entrada de agua fría y salida de consumo), así como otras dos conexiones directas con el serpentín que se halla dentro del acumulador, conectadas a la ida y retorno del primario. Para reflejar adecuadamente la estratificación del sistema, se simulará mediante 10 nodos, de volumen variable dependiendo del volumen de acumulación. El material del acumulador será siempre acero.

Volumen del acumulador

$$Vac [m^3] = Ratio \left(\frac{\text{Acumulación}}{\text{Área Captación}} \right) \left[\frac{m^3}{m^2} \right] \times \text{Área Captación} [m^2]$$

Altura del acumulador

$$h [m] = 0,32 \times Vac + 1$$

Alturas de las conexiones de entrada y salida al acumulador

La altura relativa (hrel) de cada una de las conexiones, así como de la sonda de temperatura que gobierna la arrancada/parada de la bomba del secundario se detalla a continuación:

Nombre	Descripción	Valor	Unidad
He1	Altura relativa de la conexión del circuito primario con la entrada del serpentín	0,5	-
Hs1	Altura relativa de la conexión del circuito primario con la salida del serpentín	0,1	-

He2	Altura relativa de la entrada de agua fría	0	-
Hs2	Altura relativa de la salida de agua hacia el consumo	1	-
Hsnd	Posición de la sonda de temperatura en el acumulador	0,1	-

Tabla 2. Alturas de las conexiones de entrada y salida al acumulador.

La altura absoluta (H) de cada conexión sería el producto de la altura relativa por la altura del acumulador, dándose el volumen en metros cúbicos.

$$H[m] = h \times h_{rel}$$

Serpentín del acumulador

La caracterización del serpentín se realizará en base a la superficie de intercambio, dada, en m², por la siguiente expresión:

$$S[m^2] = 2,3603 \times Vac + 0,8895$$

Pérdidas térmicas del acumulador

Para el cálculo de las pérdidas térmicas del acumulador, se considerará que éste está recubierto de material aislante, la caracterización del mismo se realiza mediante los parámetros que se muestran a continuación:

Nombre	Descripción	Valor	Unidad
K _{aisl}	Coefficiente lineal de pérdidas térmicas del material aislante	0,043	[W/m.K]
e _{aisl}	Espesor del material aislante	0,08	m

Tabla 3. Pérdidas térmicas del acumulador.

El coeficiente de pérdidas de los acumuladores incluye una corrección, que toma en cuenta las imperfecciones del aislamiento y los puentes térmicos basados en medidas experimentales (Heimrath, 2004) según la siguiente expresión:

$$F_{corr_UAsolar} = MAX[1,2; -0,1815 \times \ln(Vac) + 1,6875]$$

A continuación se recogen en una tabla todas las variables y parámetros involucrados en el sistema de acumulación.

Sistema de acumulación														
Nº Usu	$\frac{Ac}{\dot{A}Cpt}$ [m³/m²]	$\dot{A}Cpt$ [m²]	Vac [m³]	h [m]	He1 [m]	Hs1 [m]	He2 [m]	Hs2 [m]	Hsnd [m]	S [m²]	K_{aisl} [W/m.K]	e_{aisl} [m]	N [-]	mat _{ac} [-]
4	0,05	2	0,10	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255	0,043	0,08	10	Acero
4	0,05	4	0,20	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616	0,043	0,08	10	Acero
4	0,05	6	0,30	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976	0,043	0,08	10	Acero
8	0,07	4	0,28	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504	0,043	0,08	10	Acero
8	0,07	6	0,42	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808	0,043	0,08	10	Acero
8	0,07	8	0,56	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113	0,043	0,08	10	Acero
8	0,07	10	0,70	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417	0,043	0,08	10	Acero
12	0,09	4	0,36	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392	0,043	0,08	10	Acero
12	0,09	8	0,72	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889	0,043	0,08	10	Acero
12	0,09	12	1,08	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386	0,043	0,08	10	Acero
12	0,09	16	1,44	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883	0,043	0,08	10	Acero

Tabla 4. Parámetros del sistema de acumulación.

3.4.3 Parámetros del sistema de calentamiento auxiliar

Se supondrá que el sistema auxiliar instalado es de suficiente potencia para cubrir la totalidad de la demanda. Esta hipótesis se conoce como potencia infinita, dado que matemáticamente se suele expresar asignando una potencia elevada al sistema auxiliar. Las calderas se tratarán como sistemas modulantes perfectos dentro de su rango de potencia.

La caldera arrancará siempre que haya caudal de consumo y la temperatura sea menor que la temperatura de consumo más 5°C, es decir, menor de 50°C.

3.4.4 Parámetros de la válvula mezcladora y termostática

En los puntos de consumo existe una mezcladora vinculada a una válvula termostática garantiza la temperatura de 45°C en los puntos finales de servicio, por lo que se establece como temperatura de actuación 50 °C. En el capítulo 2 se explica como funcionan ambas válvulas.

3.4.5 Parámetros de los fluidos de trabajo

El fluido del circuito primario utilizado en este proyecto es una mezcla de agua con propilenglicol al 30%, cuyas propiedades se muestran en la siguiente tabla.

Nombre	Descripción	Valor	Unidades
$C_{p_{prim}}$	Capacidad calorífica del fluido primario	3,8906	[KJ/Kg.K]
ρ_{prim}	Densidad del fluido primario	1014,22	[Kg/m ³]
K_{prim}	Conductividad térmica del fluido primario	1,7819	[KJ/h.m.K]
μ_{prim}	Viscosidad del fluido primario	3,279	[Kg/m.h]

Tabla 5. Parámetros de los fluidos de trabajo.

3.4.6 Parámetros de la red de tuberías

En este apartado se van a caracterizar los tramos de tuberías de la instalación solar, tipo de material, diámetros internos, longitudes de tuberías, etc.

Caracterización de las tuberías

Todas las tuberías utilizadas en la instalación tanto en el circuito primario como en el de distribución, serán de cobre con un espesor de 2 mm, con un recubrimiento de material aislante de 30 mm de espesor y un coeficiente de pérdidas lineal de 0,043 W/m.K.

En la siguiente tabla se recoge de manera clarividente lo dicho anteriormente.

Características tuberías			
Nombre	Descripción	Valor	Unidades
mat_{tub}	Material Tubería	Cobre	-
e_{cu}	Espesor Cobre	2	[mm]
e_{aisl}	Espesor Material Aislante	30	[mm]
K_{aisl}	Coefficiente Lineal De Pérdidas Térmicas Del Aislante	0,043	[W/m.K]
D_i	Diámetro Interno Tubería	12,14,15,17	[mm]

Tabla 6. Características de las tuberías.

Diámetros internos de tuberías del circuito primario y de consumo

Los diámetros internos de las tuberías dependen del caudal de paso, y éste depende del número de usuarios y de la disposición serie-paralelo del campo de captadores. Teniendo esto en cuenta se han calculado los diferentes diámetros internos de tuberías que vamos a usar a la hora de simular.

Para calcular los diámetros internos se ha utilizado el programa de simulación de sistemas solares CHEQ4, cuyos resultados se recogen en la siguiente tabla y serán los utilizados tanto para las simulaciones con TRNSYS como en las de CHEQ4.

Nº Usu	Di Circuito Primario y Consumo		ÁCpt Unitaria [m ²]	ÁCpt [m ²]	Nº Cpts	Nº Cpts. En Serie
	[mm]	[m]				
4	12	0,012	2	2	1	1
4	12	0,012	2	4	2	1
4	12	0,012	2	6	3	1
8	12	0,012	2	4	2	1
8	12	0,012	2	6	3	1
8	12	0,012	2	8	4	1
8	14	0,014	2	10	5	1
12	12	0,012	2	4	2	1
12	12	0,012	2	8	4	1
12	15	0,015	2	12	6	1
12	17	0,017	2	16	8	1

Tabla 7. Diámetros internos de tuberías del circuito primario y de consumo.

Longitudes del circuito primario y secundario según el número de usuarios

Se van a tener en cuenta a la hora de simular las longitudes de tres tramos de tuberías de la instalación, despreciando por tanto los demás.

Lac_{cpt}: longitud del tramo de tubería del circuito primario que une la salida del acumulador con la entrada del campo de captación.

Lcpt_ac: longitud del tramo de tubería del circuito primario que une la salida del campo de captación con la entrada del acumulador.

Lpc: longitud del tramo de tubería del circuito secundario que va desde la válvula mezcladora al punto de consumo.

En la siguiente imagen se ubican los tramos anteriores.

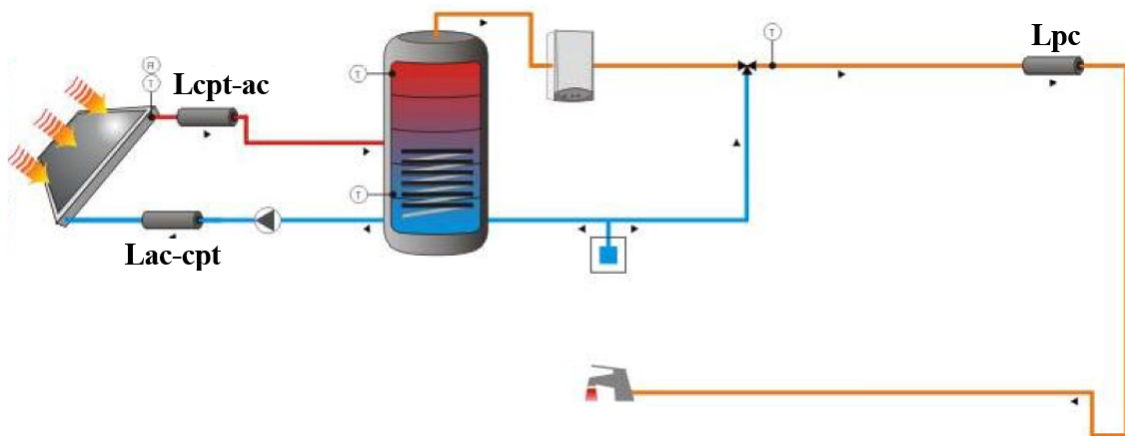


Figura 53. Tramos de tuberías dimensionados.

Dado que las longitudes, tanto del circuito primario como del secundario de una instalación solar depende de factores como, las dimensiones de la vivienda, y ésta a su vez depende del número de usuarios que la habiten, se concluye en que dichas longitudes son parámetros que cambian de una a otra vivienda, y por tanto se ha tomado una serie de hipótesis que se muestran a continuación a la hora de calcular las longitudes de las tuberías.

Hipótesis 1: para una vivienda habitada por **4 usuarios**, se considera una casa de una planta con sótano.

Hipótesis 2: para una vivienda habitada por **8 usuarios**, casa de dos plantas con sótano.

Hipótesis 3: para una vivienda habitada por **12 usuarios**, casa de 3 plantas con sótano.

Hipótesis 4: Cada planta y sótano se considera que mide 3 metros medidos desde el exterior de la vivienda.

Hipótesis 5: El acumulador irá situado en el sótano de la vivienda.

Hipótesis 6: Se añaden 2 metros más de tuberías sobre la longitud calculada como resultado de la suma de las longitudes de las plantas que tenga la vivienda, por razones de maniobrabilidad de tuberías, ya sea porque tenga que esquivar algún pilar o tenga que hacer pasar las tuberías por determinadas zonas de la vivienda.

Hipótesis 7: la longitud de la tubería de consumo se calcula como resultado de dividir entre dos la media de las longitudes calculadas del circuito primario, **Lac_cpt** y **Lcpt_ac**.

En primer lugar se calculan las longitudes del tramo de tubería del circuito primario que une la salida del acumulador con la entrada del campo de captación.

Nº Usu	Lac_cpt = número plantas * Longitud de la planta + 2 [m]
4	Lac_cpt_4 = $2 \times 3 + 2 = 8$ [m]
8	Lac_cpt_8 = $3 \times 3 + 2 = 11$ [m]
12	Lac_cpt_12 = $4 \times 3 + 2 = 14$ [m]

Tabla 8. Longitudes de tuberías acumulador-captador.

En segundo lugar se calculan las longitudes del tramo de tubería del circuito primario que une la salida del campo de captación con la entrada del acumulador.

Nº Usu	Lcpt_ac = número plantas * Longitud de la planta + 2 [m]
4	Lcpt_ac_4 = $2 \times 3 + 2 = 8$ [m]
8	Lcpt_ac_8 = $3 \times 3 + 2 = 11$ [m]
12	Lcpt_ac_12 = $4 \times 3 + 2 = 14$ [m]

Tabla 9. Longitudes de tuberías captador- acumulador.

A continuación se calculan las longitudes del tramo de tubería del circuito secundario que va desde la válvula mezcladora al punto de consumo.

Nº Usu	$L_{pc} = \frac{Lac_cpt + Lcpt_ac}{2 * 2}$ [m]
4	$L_{pc_4} = (8 + 8)/4 = 4$ [m]
8	$L_{pc_8} = (11 + 11)/4 = 5,5$ [m]
12	$L_{pc_{12}} = (14 + 14)/4 = 7$ [m]

Tabla 10. Longitudes de tuberías de consumo.

Agrupando todas las longitudes calculadas se tendría lo siguiente:

Nº Usu	Lac_cpt [m]	Lcpt_ac [m]	Lpc [m]
4	8	8	4
8	11	11	5,5
12	14	14	7

Tabla 11. Longitudes de tuberías de las instalaciones.

Finalmente se recoge en una tabla todas las características de las tuberías de la instalación.

Características tuberías circuito primario y de distribución											
Nº Usu	mat_{tub}	e_{cu} [mm]	K_{cu} [W/m.K]	e_{aisl} [mm]	K_{aisl} [W/m.K]	Di [mm]	Lac_cpt [m]	Lept_ac [m]	Lpc [m]	h_{ext} [W/m².K]	h_{int} [W/m².K]
4	Cu	2	328	30	0,043	12	8	8	4	13	6
4	Cu	2	328	30	0,043	12	8	8	4	13	6
4	Cu	2	328	30	0,043	12	8	8	4	13	6
8	Cu	2	328	30	0,043	12	11	11	5,5	13	6
8	Cu	2	328	30	0,043	12	11	11	5,5	13	6
8	Cu	2	328	30	0,043	12	11	11	5,5	13	6
8	Cu	2	328	30	0,043	14	11	11	5,5	13	6
12	Cu	2	328	30	0,043	12	14	14	7	13	6
12	Cu	2	328	30	0,043	12	14	14	7	13	6
12	Cu	2	328	30	0,043	15	14	14	7	13	6
12	Cu	2	328	30	0,043	17	14	14	7	13	6

Tabla 12. Características tuberías circuito primario y de distribución.

3.4.7 Parámetros de la bomba y del control

Como se dijo en el capítulo anterior, el control del circuito primario se efectuará mediante dos condiciones, debiéndose cumplir ambas para que la bomba arranque.

Por un lado, una sonda de radiación que deberá verificar que la radiación incidente en un plano de inclinación igual a la del campo de captadores sobrepase un cierto valor umbral. Los valores de arrancada y parada de este control serán fijos y se muestran en la siguiente tabla.

Nombre	Descripción	Valor	Unidades
Rd_{arr}	Valor mínimo de radiación para arrancar la bomba.	300	[W/m ²]
Rd_{par}	Valor mínimo de radiación para parar la bomba.	250	[W/m ²]

Tabla 13. Parámetros de radiación arranque-parada de la bomba.

Por otro lado, existe también un control diferencial de temperatura, que compara la temperatura a la salida del campo de captadores con la temperatura en la parte inferior del acumulador. Los valores de arrancada y parada de este diferencial serán constantes e iguales a los siguientes valores.

Nombre	Descripción	Valor	Unidades
DT_{arr}	Valor mínimo de diferencia de temperatura para arrancar la bomba.	11	[°C]
DT_{par}	Valor máximo de diferencia de temperatura para parar la bomba.	7	[°C]

Tabla 14. Parámetros de temperatura arranque-parada de la bomba.

En conclusión, la bomba se activa si al mismo tiempo, se cumple que la DT_{arr} es mayor o igual que 11°C y la radiación superior o igual a 300 W/m².

Asimismo, la bomba se para si la DT_{par} es menor o igual a 7°C o la radiación alcanza un valor inferior o igual a 250 W/m².

3.4.8 Parámetros de caudales en el primario y secundario

El caudal de consumo diario por persona a 45 °C para viviendas será de 45 [kg/día*persona].

$$Q_c = 45 \left[\frac{kg}{día \times persona} \right]$$

Por balance de materia se obtiene que el caudal de consumo es el caudal de red.

El perfil de consumo diario de ACS está basado en el DTIE 1.01 (Documentos Técnicos de Instalaciones en la Edificación) que gráficamente queda:

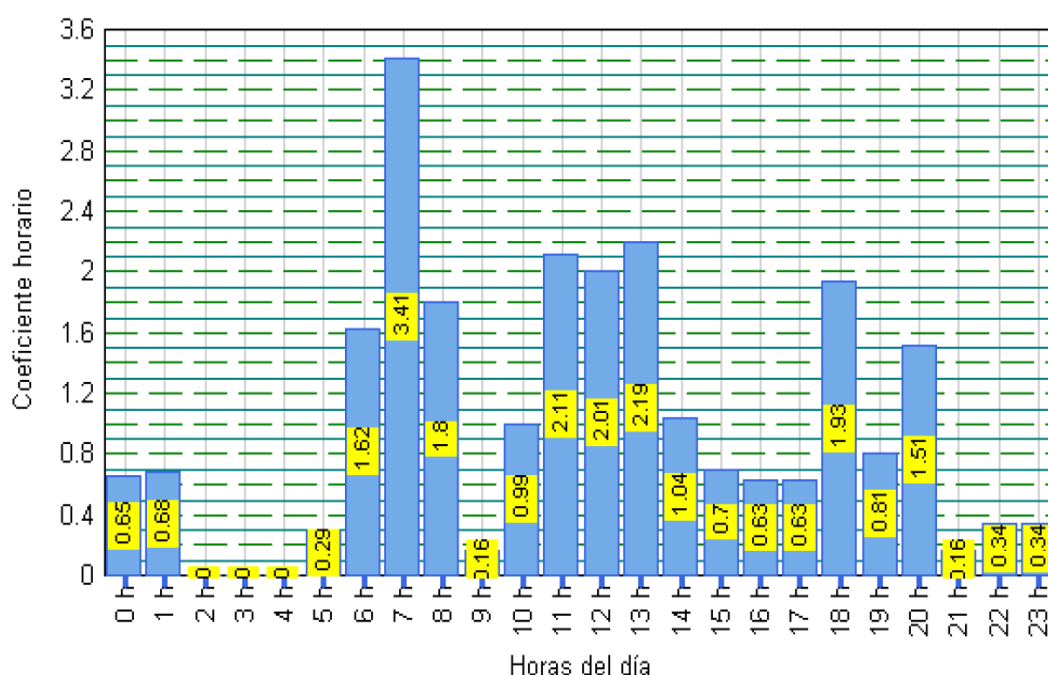


Figura 54. Perfil de consumo diario de ACS basado en el DTIE 1.01.

Los factores horarios de consumo acs diarios (F_h) representados, normalizados a 24, son:

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Factor	0.65	0.68	0	0	0	0.29	1.62	3.41	1.80	0.16	0.99	2.11

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Factor	2.01	2.19	1.04	0.70	0.63	0.83	1.93	0.61	1.51	0.16	0.34	0.34

Tabla 15. Factores horarios normalizados a 24.

El perfil de consumo se considera constante durante todo el año. Teniendo en cuenta lo anterior el caudal de red o consumo sería el siguiente:

$$Q_{red} \left[\frac{kg}{h} \right] = Q_c \left[\frac{kg}{h} \right] = \frac{45 \text{ kg}}{\text{día} \times \text{persona}} \times \frac{\text{día}}{24 \text{ horas}} \times N^{\circ} \text{usu} \times F_h$$

Por otra parte, el caudal en el primario será del rango [0,01-0,02] Kg/s.m², es decir, [36-72] kg/h.m². Teniendo en cuenta esto los caudales de las diferentes instalaciones solares en el circuito primario y en el secundario, serían los que se muestran en la siguiente tabla.

Nº Usu	ÁCpt [m²]	Q _{prim} [Kg/h]	Q _{sec} [kg/h]
4	2	72-144	180
4	4	144-288	180
4	6	216-432	180
8	4	144-288	360
8	6	216-432	360
8	8	288-576	360
8	10	360-720	360
12	4	144-288	540
12	8	288-432	540
12	12	432-864	540
12	16	576-1152	540

Tabla 16. Caudales en el cruceo primario y secundario.

3.4.9 Parámetros de la temperatura de red

Las temperaturas medias mensuales del agua de red de cada provincia española están recogidas en la norma UNE94002, de la cual se extraen las temperaturas medias de las provincias de Bilbao, Madrid y Sevilla, correspondientes con las zonas 1, 3 y 5 respectivamente del CTE, según la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal de cada provincia.

Temperaturas del agua de la red [°C]												
Provincia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bilbao	9	10	10	11	13	15	17	17	16	14	11	10
Madrid	8	8	10	12	14	17	20	19	17	13	10	8
Sevilla	11	11	13	14	16	19	21	21	20	16	13	11

Tabla 17. Temperaturas del agua de red.

3.4.10 Constantes físicas utilizadas

Nombre	Descripción	Valor	Unidades
C _{pH₂O}	Capacidad Calorífica Del Agua	4,19	[KJ/Kg.K]
ρ _{H₂O}	Densidad del agua	982,79	[Kg/m³]
K _{H₂O}	Conductividad térmica del agua	0,6628	[W/m.K]
μ _{H₂O}	Viscosidad del agua	0,00053	[Pa.s]
C _{p_{prim}}	Capacidad calorífica del fluido primario	3,8906	[KJ/Kg.K]
ρ _{prim}	Densidad del fluido primario	1014,22	[Kg/m³]
K _{prim}	Conductividad térmica del fluido primario	1,7819	[KJ/h.m.K]
μ _{prim}	Viscosidad del fluido primario	3,279	[Kg/m.h]
C _{pFC}	Capacidad calorífica del fluido	3,918	[KJ/Kg.K]

	caloportador		
ρ_{FC}	Densidad del fluido caloportador	997,02	[Kg/m ³]
K_{FC}	Conductividad térmica del fluido caloportador	0,495	[W/m.K]
μ_{FC}	Viscosidad del fluido caloportador	0,00096	[Pa.s]
T_a	Temperatura ambiente en las áreas calefactadas del edificio	20	[°C]
ρ_s	Reflectividad del suelo	0,2	[-]
K_{cu}	Conductividad térmica del cobre	328	[W/m.K]
K_{ac}	Conductividad térmica del acero	171,36	[KJ/h.m ² .K]
h_{ext}	Coeficiente de convección exterior de los tubos que se encuentran en zonas exteriores al edificio	13	[W/m ² .K]
h_{int}	Coeficiente de convección exterior de los tubos que se encuentran en zonas interiores del edificio	6	[W/m ² .K]
π	Constante pi	3,141592654	[-]

Tabla 18. Constantes físicas.

3.5 Instalación base

Una vez que ya se han calculado y seleccionado los parámetros necesarios en el apartado anterior para realizar las 99 simulaciones de instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares, (dichas combinaciones de parámetros de recogen en la pare de Anexos de este proyecto), ahora se va a elegir una de ellas como instalación base, en concreto la 1S (instalación de Sevilla número 1) y se va a explicar cómo programar o diseñar en TRNSYS una instalación de este tipo y luego en CHEQ4 y se calculará su fracción solar. Análogamente a la instalación base 1S, se programarían todas las demás para hallar las correspondientes fracciones solares, cuyos valores se muestran en el capítulo 4, donde se analizan los resultados obtenidos.

3.5.1 Programación de la instalación base en TRNSYS

En este apartado se explica cómo programar en TRNSYS una instalación solar acs con interacumulador para viviendas unifamiliares en concreto la 1S. Lo primero de todo es seleccionar en TRNSYS los types correspondientes, en los cuales se introducirán los parámetros característicos de la instalación 1S. Para que esta tarea sea lo más esclarecedora posible, en primer lugar se han recogido en la tabla del Anexo los parámetros de la instalación base 1S y se ha asociado a cada uno de ellos el type correspondiente donde se introduce cada parámetro, y a partir de este momento se verán con mayor detenimiento alguno de los Types utilizados.

A continuación se muestra el esquema en TRNSYS de la instalación solar acs con interacumulador para viviendas unifamiliares que se va a explicar detenidamente a lo largo de este apartado.

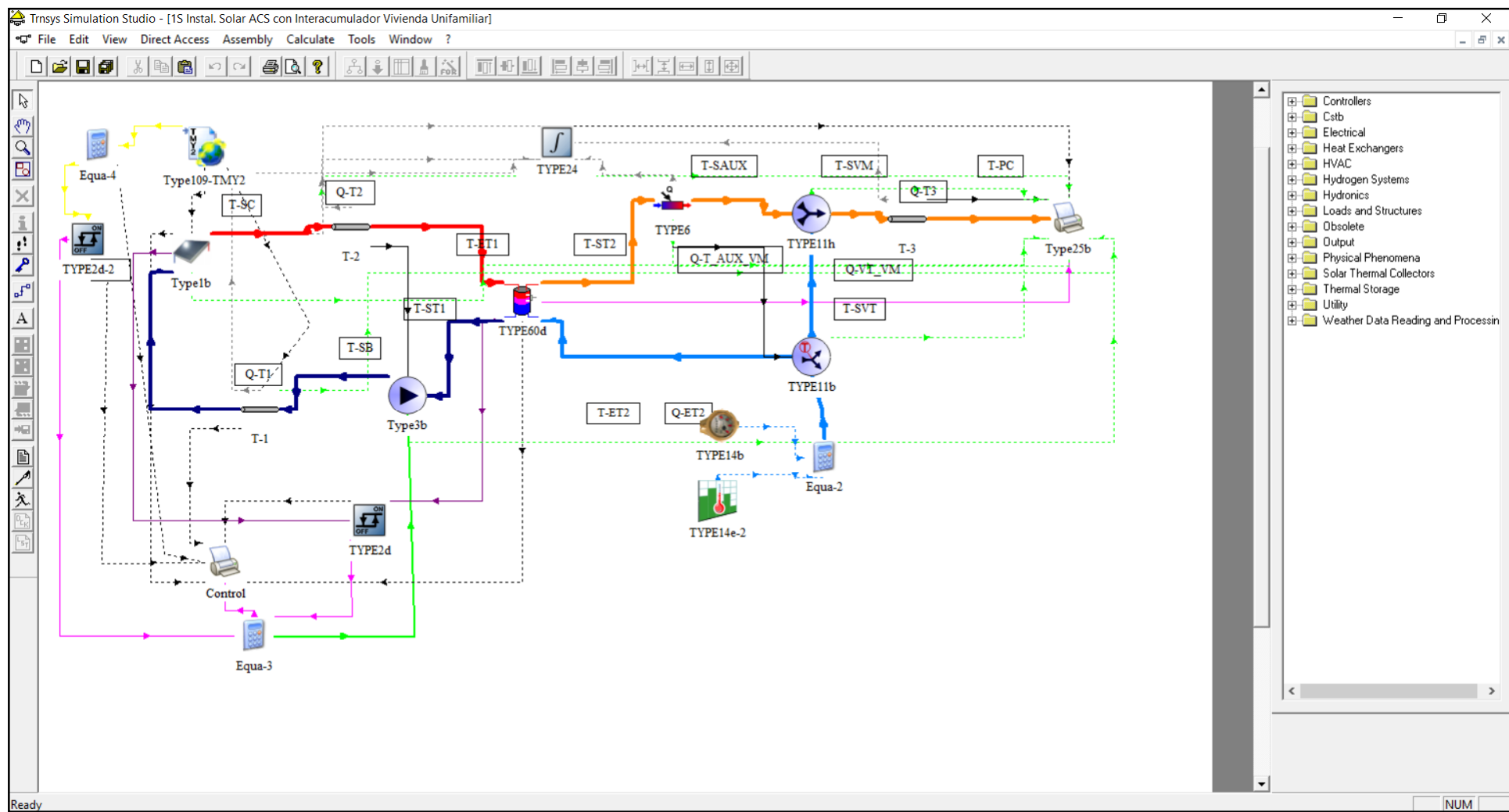


Figura 55. Esquema en TRNSYS de la instalación base.






Parámetros y Types de la instalación base 1S en TRNSYS						
Nombre	Parámetros	Valores	Unidades	Type	Descripción	Ubicación Type
FMet	Fichero Meteorológico	Sevilla Zona 5 CTE	-	 Type109-TMY2	Se utiliza para dotar valores climáticos a la instalación de una determinada zona geográfica	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Weather Data Reading and Processing\Standard Format\TMY2\Type109-TMY2.tmf
ÁCpt	Área Captación	2	[m ²]	 Type1b	Captador solar plano	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Solar Thermal Collectors\ Quadratic Efficiency Collector\2nd-Order Incidence Angle Modifiers\Type1b.tmf
C1	Coeficiente Lineal Captador	2,74	[W/m ² ·K]			
C2	Coeficiente 2º Orden Captador	0,007	[W/m ² ·K ²]			
Ac/ÁCpt	$\frac{\text{Acumulación}}{\text{Área Captación}}$	0,05	[m ³ /m ²]			
In_Cpt	Inclinación Campo Captación	30	[°]			
Te-aux	Temperatura de establecimiento del calentador auxiliar	50	[°C]	 TYPE6	Sistema de calentamiento auxiliar	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\HVAC\Auxiliary Heaters\ Type6.tmf
				 TYPE11b	Válvula termostática	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Hydronics\Tempering Valve\Other Fluids\Type11b.tmf
Tpc	Temperatura en el punto de consumo	45	[°C]	 TYPE11h	Válvula mezcladora	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Hydronics\Tee-Piece\Other Fluids\Type11h.tmf

Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS.




Parámetros y Types de la instalación base 1S en TRNSYS						
Nombre	Parámetros	Valores	Unidades	Type	Descripción	Ubicación Type
Vac	Volumen Acumulación	0,1	[m ³]	 TYPE60d	Sistema interacumulador	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Thermal Storage\Detailed Fluid Storage Tank\Vertical Cylinder\Uniform Losses and Node Heights\1 Inlet, 1 Outlet\Type60d.tmf
h	Altura del acumulador	1,0320	[m]			
He1	Altura de conexión del circuito primario con la entrada del serpentín	0,5160	[m]			
Hs1	Altura de conexión del circuito primario con la salida del serpentín	0,1032	[m]			
He2	Altura de la entrada de agua fría	0	[m]			
Hs2	Altura de la salida de agua hacia el consumo	1,0320	[m]			
Hsnd	Posición de la sonda de temperatura en el acumulador	0,1032	[m]			
S	Superficie Serpentín	1,1255	[m ²]			
Qprim	Caudal del circuito primario	72-144	[kg/h]	 Type3b	Bomba primaria	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Hydronics\Pumps\Variable Speed\Type3b.tmf
Qsec	Caudal secundario	180	[kg/h]	 TYPE14b	Perfil de caudal de consumo diario	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Utility\Forcing Functions\Water Draw\Type14b.tmf

Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS, (continuación 1).





Parámetros y Types de la instalación base 1S en TRNSYS						
Nombre	Parámetros	Valores	Unidades	Type	Descripción	Ubicación Type
Bm_T	Banda muerta de Temperatura	7-11	[°C]	 TYPE2d	Controlador de histéresis de la bomba	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Controllors\Differentia 1 Controller w_Hysteresis\ generic\ Solver 0 (Successive Substitution) Control Strategy\ Type2d. tmf
Bm_Rad	Banda muerta de Radiación	250-300	[W/m²]			
Lac_cpt	Longitud Tubería desde acumulador al captador	8	[m]	 TYPE31	Tubería	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Hydronics\Pipe_Duct\ Type31.tmf
Lcpt_ac	Longitud Tubería desde captador al acumulador	8	[m]			
Lpc	Longitud Tubería Punto De Consumo	4	[m]			
Di	Diámetros Internos Tuberías	12	[mm]			
Tred	Temperatura del agua de la red de abastecimiento	Ver tabla del Anexo	[°C]	 TYPE14e	Perfil de temperatura de red anual	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Utility\Forcing Functions\Temperature\Type14e.tmf
-	-	-	[KJ]	 TYPE24	Se utiliza para convertir una variable a KJ	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Utility\Integrators\Qua ntity Integrator\Type24.tmf

Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS, (continuación 2).



Parámetros y Types de la instalación base 1S en TRNSYS						
Nombre	Parámetros	Valores	Unidades	Type	Descripción	Ubicación Type
-	-	-	-	 Type25b	Se utiliza para generar un archivo de texto o excel de salida con los valores de las variables que hayamos impuesto	C:\Trnsys16\Studio\Proformas\Output\Printer\Unformatted\User-SuppliedUnits\Type25b.tmf
NºUsu	Nº Usuarios	4	-	 Equa	Se utiliza para realizar cálculos intermedios	C:\Trnsys16\Studio\Assembly\Insertnewequation.tmf

Tabla 19. Parámetros y Types de la instalación base en TRNSYS, (continuación 3).

3.5.1.1 Parametrización de Types

En este apartado se muestra como se introducen los parámetros dentro de un Type, mostrándose el aspecto que tiene en TRNSYS las ventanas para introducir dichos parámetros. Sólo se mostraran algunos Types a modo de ejemplo, ya que para los demás sería análogo.

Captador solar: Type1b

Haciendo doble click sobre el Type, aparece una ventana como la siguiente.

(1S Instal. Solar ACS con Interacumulador Vivienda Unifamiliar) Type1b

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1	Number in series	1	-	More...		
2	Collector area	2	m ²	More...		
3	Fluid specific heat	3.8906	kJ/kg.K	More...		
4	Efficiency mode	1	-	More...		
5	Tested flow rate	72	kg/hr.m ²	More...		
6	Intercept efficiency	0.80	-	More...		
7	Efficiency slope	2.74	kJ/hr.m ² .K	More...		
8	Efficiency curvature	0.007	kJ/hr.m ² .K ²	More...		
9	Optical mode 2	2	-	More...		
10	1st-order IAM	0.9	-	More...		
11	2nd-order IAM	0.0	-	More...		

Figura 56. Parametrización del captador solar, Type1b.

Aparecen varias pestañas, en este caso se muestra la de los parámetros donde se puede introducir el parámetro deseado seleccionando la casilla correspondiente. En este caso se han introducido los parámetros correspondientes a la instalación 1S, por tanto se observa que se han asignado los valores correspondientes a cada casilla, por ejemplo, en la casilla 2 se ha introducido un área de captación de 2m², en la casilla 7 el caudal de test del captador, que son 72 kg/h y así sucesivamente para los demás.

Aparecen otras pestañas como las de entrada o salidas, cuyos valores varían con el tiempo y que se pueden ver si pulsamos sobre ellas y además van asociadas a otros Types, por ejemplo, las salidas del captador son las entradas del Type31 (tubería que une la salida del captador con la entrada al acumulador).

Sistema interacumulador: Type60d

La forma de proceder en el proceso de introducción de parámetros es igual al anterior. A continuación se muestran 11 de los 44 parámetros del sistema interacumulador, si se observa la

parte derecha de la imagen hay una barra que si se baja se obtienen los demás.

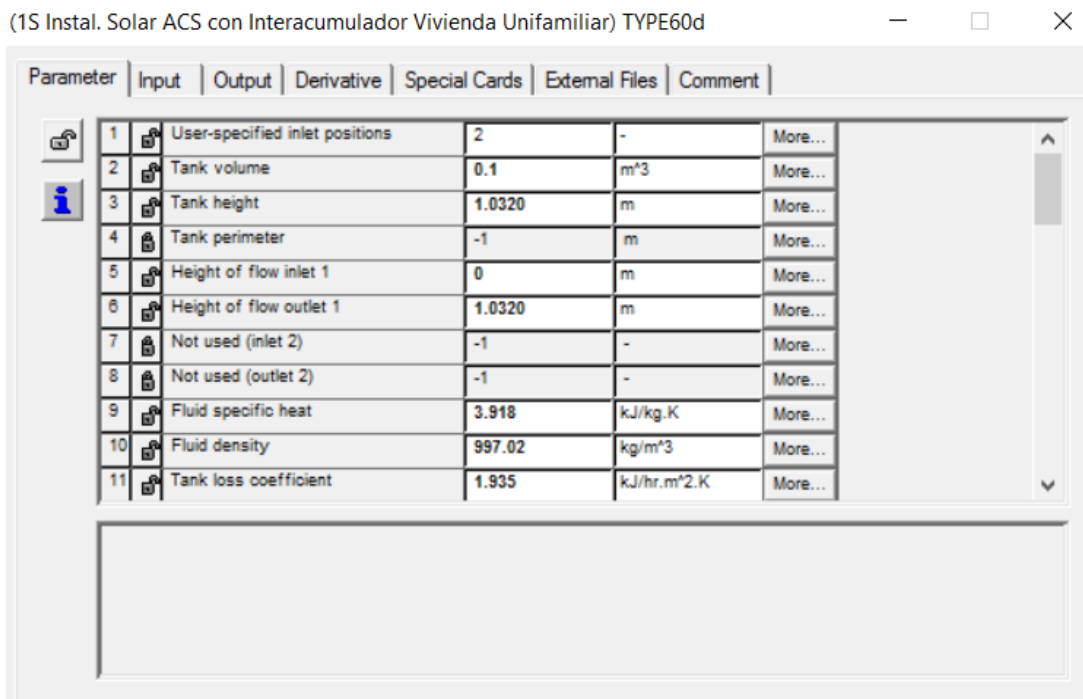


Figura 57. Parametrización del sistema interacumulador, Type60d.

Fichero Meteorológico: Type109-TMY2

En la pestaña parámetros de este Type se seleccionan el modo de cálculo que va a emplear TRANSYS para dotar de parámetros climáticos a la instalación.

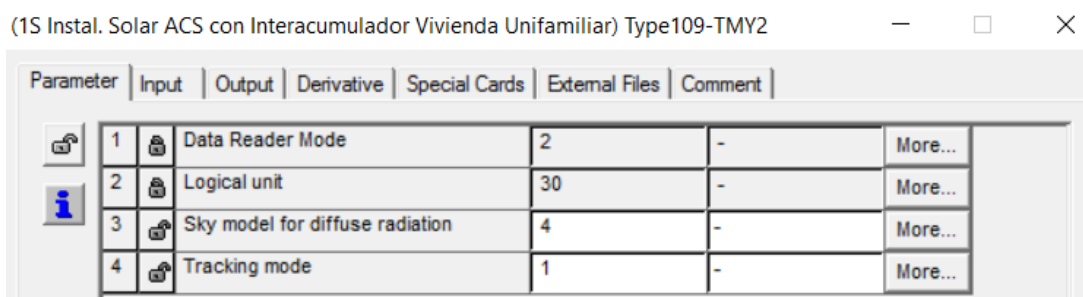


Figura 58. Parametrización del fichero meteorológico, Type109-TMY2.

En la pestaña de entradas se selecciona en la casilla 2 la inclinación del campo de captación, que es de 30°, hay que destacar que la inclinación del campo de captación se introduce en este Type y no en el Type del captador solar como es lógico pensar.

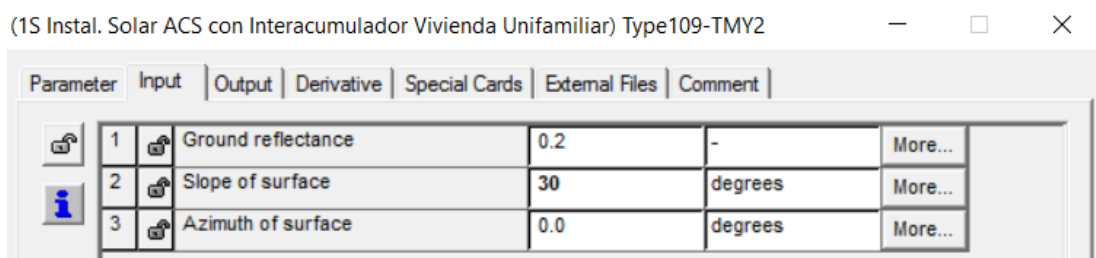


Figura 59. Entradas del fichero meteorológico, Type109-TMY2.

En la pestaña de ficheros externos, se selecciona el fichero de datos climáticos de la ciudad deseada en este caso Sevilla, como se puede observar en la siguiente imagen.

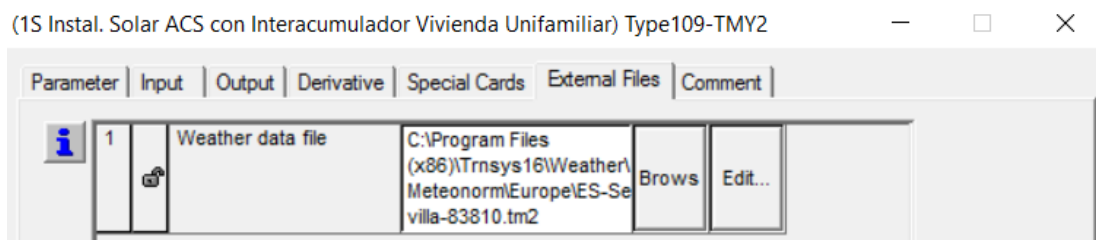


Figura 60. Selección de la ciudad del fichero meteorológico, Type109-TMY2.

Tramo de tubería cpt-ac: Type31.

En la siguiente imagen se muestran los parámetros del tramo de tubería que une la salida del campo de captación con la entrada al interacumulador.

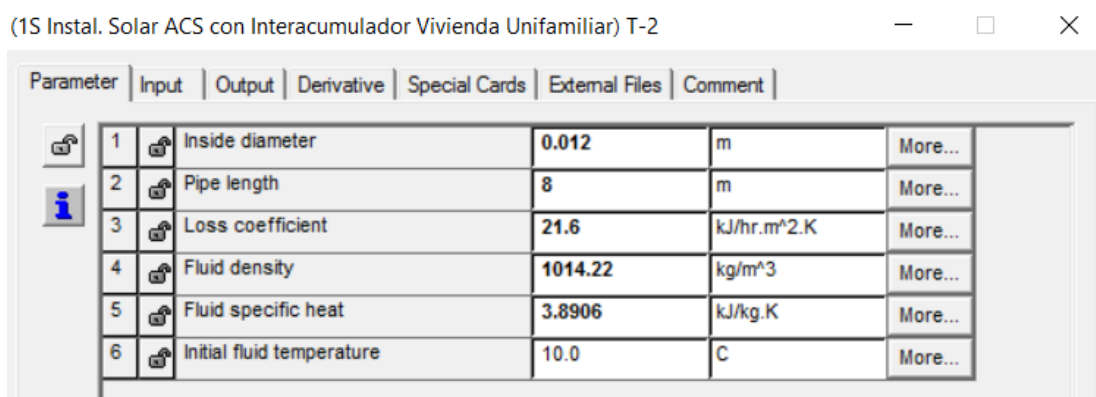


Figura 61. Parametrización Tubería cpt-ac, Type31.

3.5.1.2 Interconexiones de Types

En este apartado se muestra cómo realizar las interconexiones de entradas y salidas de cualquier Type en TRNSYS y se ejemplifica con algunos Types a continuación.

Interconexión fichero meteorológico-captador solar

Para unir las salidas, en este caso del Type meteorológico, con las entradas al captador solo hay que hacer click en la línea que los une y aparecerá una ventana como la que se muestra a continuación donde solo hay que asociar la salida con la entrada correspondiente, en este caso queda de la siguiente manera.

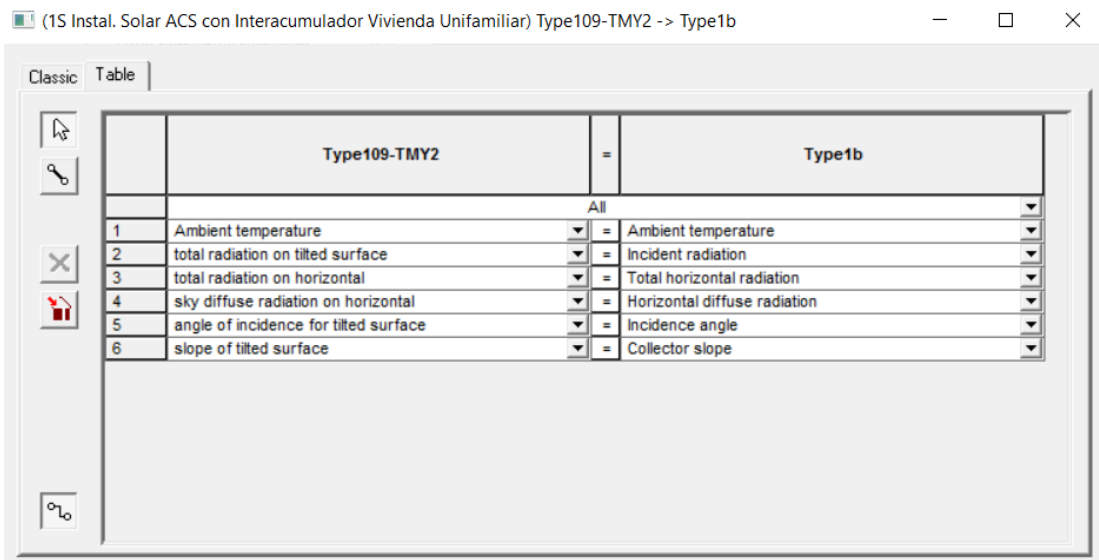


Figura 62. Interconexión fichero meteorológico-captador solar.

Interconexión captador solar-tubería cpt-ac

Análogamente se haría con la connexion que une la salida del captador con la entrada de la tubería que une la salida del captador con la entrada al interacumulador.

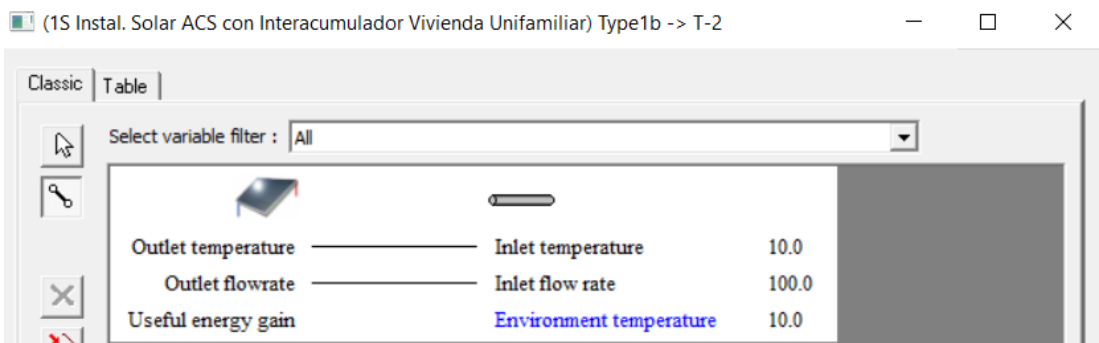


Figura 63. Interconexiones captador solar-tubería cpt-ac.

3.5.2 Diseño de la instalación base en CHEQ4

En este apartado se va a diseñar la instalación base 1S utilizando CHEQ4. CHEQ4 es muy fácil y cómodo de obtener resultados comparado con TRNSYS como se verá a lo largo de este punto. Al abrir CHEQ4, lo primero de todo es seleccionar la localidad y municipio, en este caso es Sevilla tal y como se muestra en la siguiente imagen.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

Provincia: Sevilla Municipio: Sevilla Zona climática: Zona V Latitud: 37° 22'

Mapa provincia

Altura municipio seleccionado (m): 12

Altura de la instalación (m): 12

	Rad (MJ/m2)	T.Red (°C)	T.Amb (°C)
Enero	9.8	11.0	10.7
Febrero	13.2	11.0	11.9
Marzo	18.1	13.0	14.0
Abril	22.1	14.0	16.0
Mayo	25.2	16.0	19.6
Junio	28.4	19.0	23.4
Julio	29.2	21.0	26.8
Agosto	25.9	21.0	26.8
Septiembre	20.8	20.0	24.4
Octubre	14.5	16.0	19.5
Noviembre	10.5	13.0	14.3
Diciembre	8.4	11.0	11.1
Promedio	18.8	15.5	18.2

Localización, Configuración, Demanda, Solar/Apoyo, Otros parámetros, Resultados

Datos proyecto, Nuevo proyecto, Abrir proyecto, Guardar proyecto, Ayuda, Acerca de..., Salir

Figura 64. Localidad de instalación base en CHEQ4.

El siguiente pasao es elegir el tipo de configuración, que en este caso sería la instalación con interacumulador.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

CONSUMO ÚNICO CONSUMO MÚLTIPLE

Instalación con sistema prefabricado, Instalación con todo centralizado, Instalación con interacumulador, Instalación con apoyo distribuido, Instalación con intercambiador independiente, Instalación con acumulación distribuida, Instalación con intercambiador y piscina cubierta, Instalación con intercambio distribuido

INSTALACIÓN CON INTERACUMULADOR

Sistema solar térmico para producción de ACS en instalaciones de consumo único con acumulador solar, intercambiador interno y válvula termostática.

Localización, Configuración, Demanda, Solar/Apoyo, Otros parámetros, Resultados

Datos proyecto, Nuevo proyecto, Abrir proyecto, Guardar proyecto, Ayuda, Acerca de..., Salir

Figura 65. Configuración de la instalación base en CHEQ4.

En la pestaña demanda se selecciona “vivienda” en aplicación puesto que la instalación que se va a simular es de vivienda unifamiliar. Respecto al número de personas, sería 4 ya que es el número de usuarios de la simulación 1S. Como se observa en la siguiente imagen, con tan solo estos datos, CHEQ4 muestra la contribución mínima exigida que es de un 60%.

Figura 66. Demanda de la instalación base en CHEQ4.

En la pestaña “solar/apoyo” se selecciona un tipo de captador que se ajuste a la características del captador de la instalación base, en este caso y para el resto de simulaciones que se realicen en este proyecto con CHEQ4 se elige el captador “Junkers FCC 1 S” un área de 1,94 m², una eficiencia óptica de 0,756 y un caudal de test de 72 Kg/h entre otras.

En la pestaña “campo de captadores” se introducen los datos de la instalación base en sus casillas correspondientes, así pues, en número de captadores se marca “1”, en captadores en serie nuevamente se marca “1”, en pérdidas por sombra se marcaría “0”, ya que se supondrán en todos los casos que no hay pérdidas de este tipo, en orientación se marcaría “0°” y por último en inclinación se introduce “30°”, que es la que tiene la instalación base.

En la pestaña circuito primario/ secundario, se introduce 72 l/h en la casilla de caudal primario, luego 30% en la casilla de anticongelante, en longitud del primario y secundario se marca “16”, el diámetro de tubería lo elige CHEQ4 en base al valor de caudal primario que se haya previamente introducido, en este caso es de 12 mm, en la casilla espesor de aislante se escribe “30” mm y en tipo de aislante se selecciona “genérico”.

Finalmente, en la parte de sistema de apoyo se selecciona caldera eléctrica y en tipo de combustible, electricidad. En la siguiente imagen se recogen los datos anteriores.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

CAPTADORES

Empresa: Junkers
 Marca/Modelo: FCC-1 S

Datos de ensayo

Área (m ²)	1.94
n0 (°)	0.756
a1 (W/m ² K)	4.052
a2 (W/m ² K)	0.0138
Qtest(l/hm ²)	72
k50	0.95
Laboratorio	Fraunhofer
Certificación	NPS-11110

AVISO:
 Verificar la existencia y vigencia de la certificación del captador seleccionado.

CAMPO DE CAPTADORES

Núm. captadores: 1 Captadores en serie: 1 Pérdidas sombras (%): 0
 Orientación (°): 0 Inclinación (°): 30 Área total captadores (m²): 1.94

CIRCUITO PRIMARIO / SECUNDARIO

Caudal prim.(l/h): 72 Anticongelante (%): 30 Long. circuito (m): 16
 Diám. tubería (mm): 12 Esp. aislante (mm): 30 Aislante: genérico

SISTEMA DE APOYO

Tipo de sistema: Caldera eléctrica
 Tipo de combustible: Electricidad

Localización
Configuración
Demanda
Solar/Apoyo
Otros parámetros
Resultados

Datos proyecto Nuevo proyecto Abrir proyecto Guardar proyecto Ayuda Acerca de... Salir

Figura 67. Dimensionamiento de la instalación base en CHEQ4, parte1ª.

Finalmente, para terminar de diseñar la instalación, en la pestaña “otros parámetros” se selecciona el volumen de acumulación correspondiente, en este caso son 100 litros. En la parte de caracterización del circuito de distribución, se marcaría “4 m” en la casilla de longitud del circuito, “12 mm” en la de diámetro interno, “30 mm” de espesor de aislante, en tipo de aislante se selecciona “genérico” y como temperatura de consumo 45°. Llegados a este punto ya ha acabado el diseño de la instalación en CHEQ4 con lo que solo que daría obtener los resultados que se verán en el siguiente apartado.

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

VOLUMEN DE ACUMULACIÓN

Volumen total (l): 100

VOLUMEN ACUMULACIÓN SUBESTACIONES

Tipo A (l): Tipo C (l):
 Tipo B (l): Tipo D (l):

Volumen total (l): 0 Vol/Área (l/m²):

DISTRIBUCIÓN

Long. circuito (m): 4
 Diám. tubería (mm): 12
 Esp. aislante (mm): 30 T. imp.(°C): 45
 Aislante: genérico

DISTRIBUCIÓN SUBESTACIONES

Long. total (m):
 Diám. tubería (mm):
 Esp. aislante (mm):
 Aislante:

PISCINA CUBIERTA

Altura (m): Temp. ambiente (°C):
 Apertura diaria (h): Temp. piscina (°C):
 Superficie lámina (m²): Renov. volumen día (%):
 Humedad relativa (%): Ocupación (pers/m²):

Localización
Configuración
Demanda
Solar/Apoyo
Otros parámetros
Resultados

Datos proyecto Nuevo proyecto Abrir proyecto Guardar proyecto Ayuda Acerca de... Salir

Figura 68. Dimensionamiento de la instalación base en CHEQ4, parte2ª.

3.6 Fracciones solares de la instalación base en TRNSYS y CHEQ4

Una vez que tenemos las instalaciones solares programadas en TRNSYS y en CHEQ4 es el momento de simularlas para obtener los valores de las fracciones solares.

En TRNSYS la fracción solar anual no se obtiene directamente al simular, como ocurre con CHEQ4, TRNSYS proporciona un archivo Excel donde se recogen hora a hora los valores de las entradas y salidas de los componentes de la instalación solar, el archivo Excel consta de 8760 líneas correspondientes a las horas de un año.

Pues bien una vez que se tiene este archivo Excel, se calcula por un lado el calor demandado hora a hora y luego se suman todos ellos para obtener el calor demandado anual, y por otro se calcula el calor aportado por el sistema auxiliar al año, esto último se obtiene fácilmente sumando los calores auxiliares por hora que proporciona TRNSYS. Una vez que se ha calculado el calor demandado y el auxiliar basta con aplicar la siguiente fórmula para obtener la fracción solar de TRNSYS, que este caso resulta ser del 45,5%.

$$f_s = \frac{Q_{dem} - Q_{aux}}{Q_{dem}} * 100$$

Calor demandado: $Q_{dem} = \dot{m} * 4.19 * (T_{red} - T_{cons})$ [Kg/h]

\dot{m} : caudal de consumo $\left[\frac{Kg}{h}\right]$; $C_p = 4,19$ [KJ/kg.K]

T_{red} : temperatura agua de red. T_{cons} : Temperatura tras la válvula mezcladora.

Respecto a CHEQ4, para obtener la fracción solar basta con seleccionar la pestaña resultados una vez que se ha diseñado la instalación tal y como se muestra en el apartado “3.5.2 Diseño de la instalación base en CHEQ4”. La pantalla de resultados obtenida se muestra en la siguiente imagen, en la que se observa un valor de fracción solar de demanda cubierta del 52% con un aviso de que no cumple la contribución solar mínima en este caso ya que la contribución mínima exigida es del 60%, si la cumpliera diría lo contrario.

Como se puede apreciar los valores de fracción de demanda solar no coinciden, mientras que con TRNSYS el valor es del 45,5%, con CHEQ4 es del 52%. En siguiente capítulo, el cuarto se hallarán los valores de fracciones solares del resto de simulaciones cuyos parámetros fundamentales se recogen en las tablas de Anexos y se analizarán las posibles causas de estas diferencias de resultados entre TRNSYS y CHEQ4.

El error absoluto (Eabs) se calcula como la diferencia de la fracción solar en TRNSYS y la de CHEQ4, cuyo valor es del 6,5%.

$$E_{abs} = f_s(TRNSYS) - f_s(CHEQ4)$$

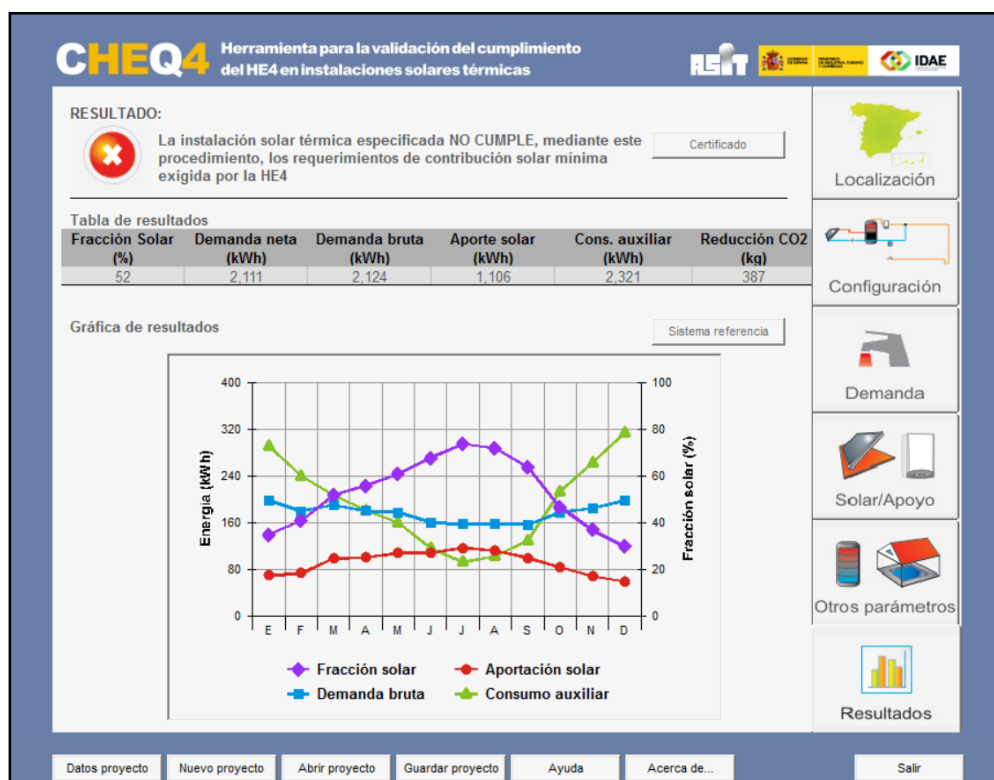


Figura 69. Resultados de la instalación base en CHEQ4.

4. Análisis de resultados

4.1 Introducción

En este capítulo se muestran numéricamente las fracciones solares obtenidas tanto en TRNSYS como en CHEQ4 de las noventa y nueve instalaciones, y se representan gráficamente.

Una vez obtenidos los valores de las fracciones solares de demanda cubierta y representados gráficamente, se van a agrupar de cuatro formas diferentes, por localidad, por inclinación del campo de captación, por superficie de captación y por último, por localidad e inclinación del campo de captación, con la finalidad de averiguar cuáles son los parámetros que hacen que CHEQ4 dé unos resultados más fiables. Luego se buscan y muestran las causas que justifican las diferencias de resultados existentes entre TRNSYS y CHEQ4.

4.2 Análisis de sensibilidad

A partir del caso base, que es la instalación denominada 1S y cuyos parámetros fundamentales se pueden ver en las tablas del Anexo del final de este proyecto, se realizan una serie de cambios de parámetros que se exponen a continuación.

Localización: además de la ciudad de Sevilla (zona 5 CTE), se toman las ciudades de Bilbao (zona 1 CTE) y de Madrid (zona 3 CTE).

Área de captación: cuyos valores son de 2, 4, 6, 8, 10, 12 y 16 m².

Inclinación del campo de captación: 30°, 45° y 60°.

Volumen de acumulación: se toman distintos valores, 0,1 m³, 0,2 m³, 0,28 m³, 0,3 m³, 0,36 m³, 0,42 m³, 0,56 m³, 0,70 m³, 0,72 m³, 1,08 m³ y 1,44 m³.

Esta variación de parámetros da lugar a un total de noventa y nueve instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares, treinta y tres de las cuales se corresponden con la ciudad de Bilbao, otras treinta y tres para la ciudad de Madrid y otras tantas para la ciudad de Sevilla, y las características fundamentales de cada una de ellas se recogen en las tablas del Anexo de este trabajo.

4.3 Resultados

En este apartado se muestran numéricamente y se representan gráficamente las fracciones solares obtenidas tanto en TRNSYS como en CHEQ4 de las noventa y nueve instalaciones, cuyas características fundamentales de cada una de ellas se recogen en las tablas del Anexo, en la parte final de este proyecto. La forma de obtener cada uno de estos valores ha sido análogo al procedimiento llevado a cabo sobre la instalación base explicado en el capítulo tercero.

En primer lugar se muestran las fracciones solares de las noventa y nueve instalaciones en tres tablas, correspondientes con la ciudad de Bilbao (tabla 20), la ciudad de Madrid (tabla 21) y la

ciudad de Sevilla (tabla 22), posteriormente, se representan en una gráfica (ver figura 70) las fracciones solares recogidas en las tres tablas anteriores.

Como se verá claramente que hay diferencias notables en cuanto a los resultados obtenidos entre ambos programas, llegados a este punto, se decide hacer distintas agrupaciones de las instalaciones con la finalidad de averiguar cuáles son los parámetros que hacen que CHEQ4 dé unos resultados más fiables, es decir, con errores absolutos menores respecto a los resultados de TRNSYS, ya que los resultados de TRNSYS son los considerados como exactos y que mejor reproducen una situación real.

Como adelanto de lo que se va mostrar a lo largo de este capítulo, las fracciones solares se organizarán y agruparán de cuatro formas diferentes, primero, se hace una agrupación por localidad, luego por inclinación del campo de captación, después por superficie de captación y por último, por localidad e inclinación del campo de captación. A continuación se irá viendo lo mencionado anteriormente.

4.3.1 Fracciones solares

En este apartado se muestran tanto de manera numérica como gráfica los resultados de fracciones solares, en TRNSYS y CHEQ4, correspondientes a las noventa y nueve instalaciones solares con interactumador que se obtienen tras hacer un análisis de sensibilidad (recogido en el apartado 4.2 de este proyecto). Los resultados se recogen en las tablas 20, 21 y 22 que se muestran a continuación.

Fracciones solares de Bilbao

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1B	Bilbao	2	30	0,1	23,9	33,0	9,1
2B	Bilbao	2	45	0,1	24,6	33,0	8,4
3B	Bilbao	2	60	0,1	20,9	31,0	10,1
4B	Bilbao	4	30	0,2	58,7	57,0	1,7
5B	Bilbao	4	45	0,2	63,3	57,0	6,3
6B	Bilbao	4	60	0,2	55,6	53,0	2,6
7B	Bilbao	6	30	0,3	73,7	79,0	5,3
8B	Bilbao	6	45	0,3	80,4	81,0	0,6
9B	Bilbao	6	60	0,3	74,6	78,0	3,4
10B	Bilbao	4	30	0,28	23,9	36,0	12,1
11B	Bilbao	4	45	0,28	24,5	36,0	11,5
12B	Bilbao	4	60	0,28	22,8	33,0	10,2
13B	Bilbao	6	30	0,42	44,1	50,0	5,9
14B	Bilbao	6	45	0,42	43,0	50,0	7,0
15B	Bilbao	6	60	0,42	36,8	47,0	10,2
16B	Bilbao	8	30	0,56	54,9	62,0	7,1
17B	Bilbao	8	45	0,56	58,3	61,0	2,7

18B	Bilbao	8	60	0,56	50,6	57,0	6,4
19B	Bilbao	10	30	0,70	62,9	75,0	12,1
20B	Bilbao	10	45	0,70	64,9	76,0	11,1
21B	Bilbao	10	60	0,70	57,1	71,0	13,9
22B	Bilbao	4	30	0,36	18,3	26,0	7,7
23B	Bilbao	4	45	0,36	18,6	26,0	7,4
24B	Bilbao	4	60	0,36	16,2	24,0	7,8
25B	Bilbao	8	30	0,72	34,0	50,0	16,0
26B	Bilbao	8	45	0,72	34,4	49,0	14,6
27B	Bilbao	8	60	0,72	29,8	46,0	16,2
28B	Bilbao	12	30	1,08	46,6	66,0	19,4
29B	Bilbao	12	45	1,08	48,5	65,0	16,5
30B	Bilbao	12	60	1,08	42,6	61,0	18,4
31B	Bilbao	16	30	1,44	57,0	81,0	24,0
32B	Bilbao	16	45	1,44	61,3	83,0	21,7
33B	Bilbao	16	60	1,44	54,7	81,0	26,3

Tabla 20. Simulaciones de Bilbao.

Fracciones solares de Madrid

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1M	Madrid	2	30	0,1	40,1	47,0	6,9
2M	Madrid	2	45	0,1	39,4	47,0	7,6
3M	Madrid	2	60	0,1	31,7	43,0	11,3
4M	Madrid	4	30	0,2	78,0	75,0	3,0
5M	Madrid	4	45	0,2	85,7	76,0	9,7
6M	Madrid	4	60	0,2	80,1	72,0	8,1
7M	Madrid	6	30	0,3	87,0	90,0	3,0
8M	Madrid	6	45	0,3	94,1	94,0	0,1
9M	Madrid	6	60	0,3	94,4	95,0	0,6
10M	Madrid	4	30	0,28	38,6	51,0	12,4
11M	Madrid	4	45	0,28	37,5	51,0	13,5
12M	Madrid	4	60	0,28	31,0	47,0	16,0
13M	Madrid	6	30	0,42	63,8	69,0	5,2
14M	Madrid	6	45	0,42	66,1	69,0	2,9
15M	Madrid	6	60	0,42	56,6	64,0	7,4
16M	Madrid	8	30	0,56	75,8	79,0	3,2
17M	Madrid	8	45	0,56	82,4	81,0	1,4
18M	Madrid	8	60	0,56	74,4	78,0	3,6
19M	Madrid	10	30	0,70	79,7	87,0	7,3
20M	Madrid	10	45	0,70	87,2	91,0	3,8
21M	Madrid	10	60	0,70	80,6	90,0	9,4

22M	Madrid	4	30	0,36	28,8	38,0	9,2
23M	Madrid	4	45	0,36	28,3	37,0	8,7
24M	Madrid	4	60	0,36	23,2	34,0	10,8
25M	Madrid	8	30	0,72	55,5	66,0	10,5
26M	Madrid	8	45	0,72	53,5	68,0	14,5
27M	Madrid	8	60	0,72	44,6	63,0	18,4
28M	Madrid	12	30	1,08	68,2	82,0	13,8
29M	Madrid	12	45	1,08	71,6	84,0	12,4
30M	Madrid	12	60	1,08	62,0	82,0	20,0
31M	Madrid	16	30	1,44	76,8	92,0	15,2
32M	Madrid	16	45	1,44	82,9	95,0	12,1
33M	Madrid	16	60	1,44	75,4	96,0	20,6

Tabla 21. Simulaciones de Madrid.

Fracciones solares de Sevilla

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m²]	In_Cpt [°]	Vac [m³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1S	Sevilla	2	30	0,1	45,5	52,0	6,5
2S	Sevilla	2	45	0,1	44,1	51,0	6,9
3S	Sevilla	2	60	0,1	35,5	47,0	11,5
4S	Sevilla	4	30	0,2	89,3	82,0	7,3
5S	Sevilla	4	45	0,2	93,1	83,0	10,1
6S	Sevilla	4	60	0,2	84,0	78,0	6,0
7S	Sevilla	6	30	0,3	99,4	96,0	3,4
8S	Sevilla	6	45	0,3	99,9	98,0	1,9
9S	Sevilla	6	60	0,3	99,1	99,0	0,1
10S	Sevilla	4	30	0,28	42,6	57,0	14,4
11S	Sevilla	4	45	0,28	44,0	56,0	12,0
12S	Sevilla	4	60	0,28	36,3	51,0	14,7
13S	Sevilla	6	30	0,42	74,2	75,0	0,8
14S	Sevilla	6	45	0,42	81,2	75,0	6,2
15S	Sevilla	6	60	0,42	70,3	69,0	1,3
16S	Sevilla	8	30	0,56	83,3	86,0	2,7
17S	Sevilla	8	45	0,56	89,8	88,0	1,8
18S	Sevilla	8	60	0,56	87,8	84,0	3,8
19S	Sevilla	10	30	0,70	89,5	94,0	4,5
20S	Sevilla	10	45	0,70	95,1	96,0	0,9
21S	Sevilla	10	60	0,70	85,1	97,0	11,9
22S	Sevilla	4	30	0,36	32,3	42,0	9,7
23S	Sevilla	4	45	0,36	37,6	41,0	3,4
24S	Sevilla	4	60	0,36	31,3	37,0	5,7
25S	Sevilla	8	30	0,72	61,0	75,0	14,0

26S	Sevilla	8	45	0,72	60,9	74,0	13,1
27S	Sevilla	8	60	0,72	50,6	68,0	17,4
28S	Sevilla	12	30	1,08	76,3	90,0	13,7
29S	Sevilla	12	45	1,08	80,2	91,0	10,8
30S	Sevilla	12	60	1,08	69,2	89,0	19,8
31S	Sevilla	16	30	1,44	85,0	97,0	12,0
32S	Sevilla	16	45	1,44	90,7	99,0	8,3
33S	Sevilla	16	60	1,44	81,3	99,0	17,7

Tabla 22. Simulaciones de Sevilla.

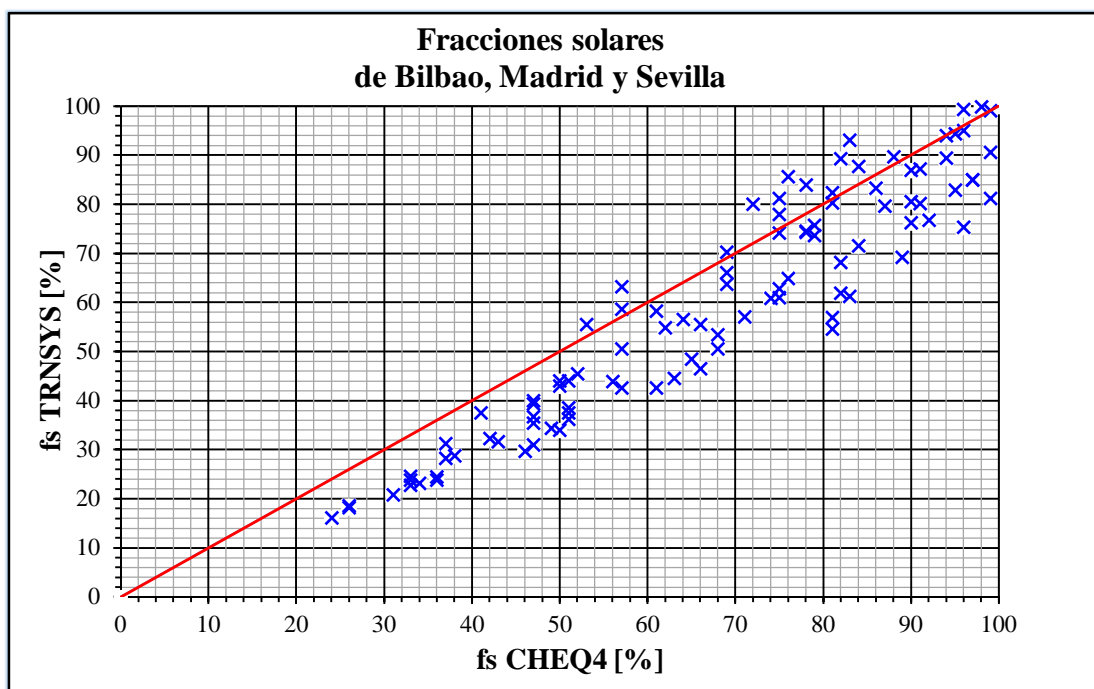


Figura 70. Fracciones solares de Bilbao, Madrid y Sevilla.

Como se puede observar hay diferencias entre los resultados obtenidos entre TRNSYS y CHEQ4, siendo el error máximo absoluto del 26,3%, correspondiente a la instalación 33B (ver tabla 20) y el error medio absoluto del 9,4 %.

A continuación, en los siguientes apartados, se organizarán y agruparán los resultados de cuatro formas diferentes, primero, se hará una agrupación por localidad, luego por inclinación del campo de captación, después por superficie de captación y por último, por localidad e inclinación del campo de captación, para así averiguar si las diferencias de resultados es menor o mayor de una manera u otra, es decir, si se observa o no, una tendencia más o menos uniforme u homogénea en cuanto a las diferencias de resultados, agrupándolos de una u otra manera, además para cada agrupación, se calculará el error absoluto máximo y el medio, determinándose así cuál agrupación de las cuatro tiene mayor o menor error.

4.3.2 Fracciones solares por localidad

En este apartado se agrupan los resultados por localidad, así pues, se muestran a continuación gráficamente las fracciones solares de Bilbao, Madrid y Sevilla. Los valores numéricos de estas gráficas se pueden consultar en las tablas 20, 21 y 22 del apartado anterior, de modo que la figura 71 se corresponde con los valores de la tabla 20, la figura 72 con los de la tabla 21 y la figura 73 con los de la 22.

Fracciones solares de Bilbao

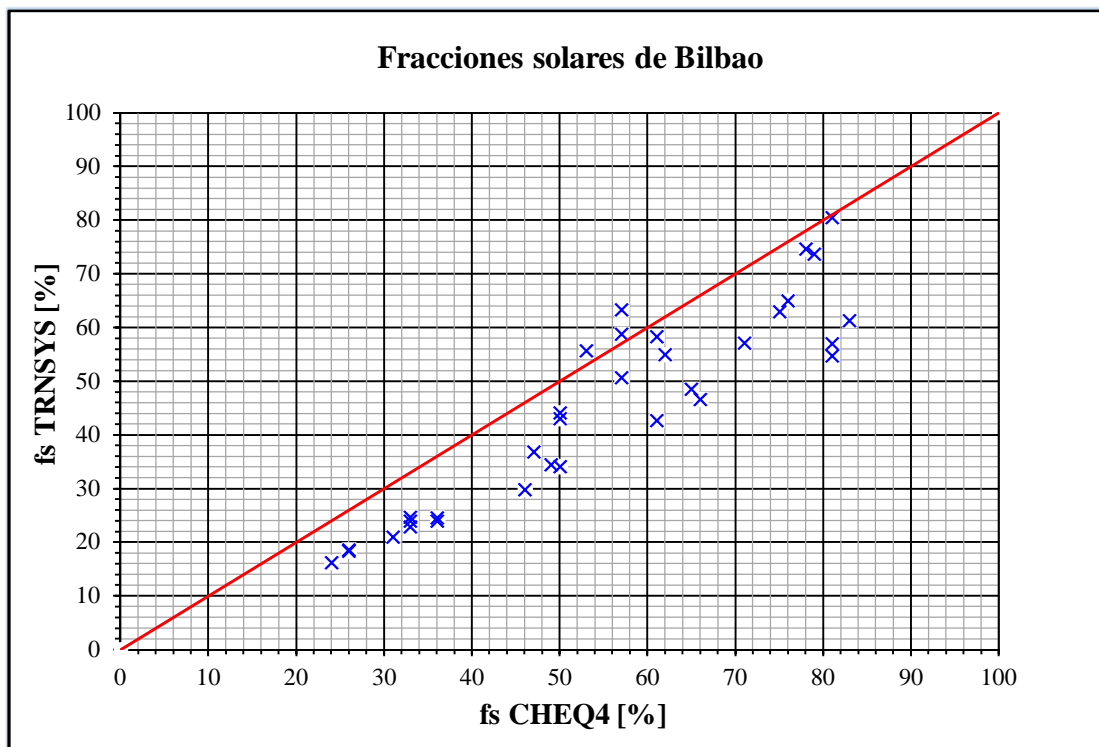


Figura 71. Fracciones solares de Bilbao.

Fracciones solares de Madrid

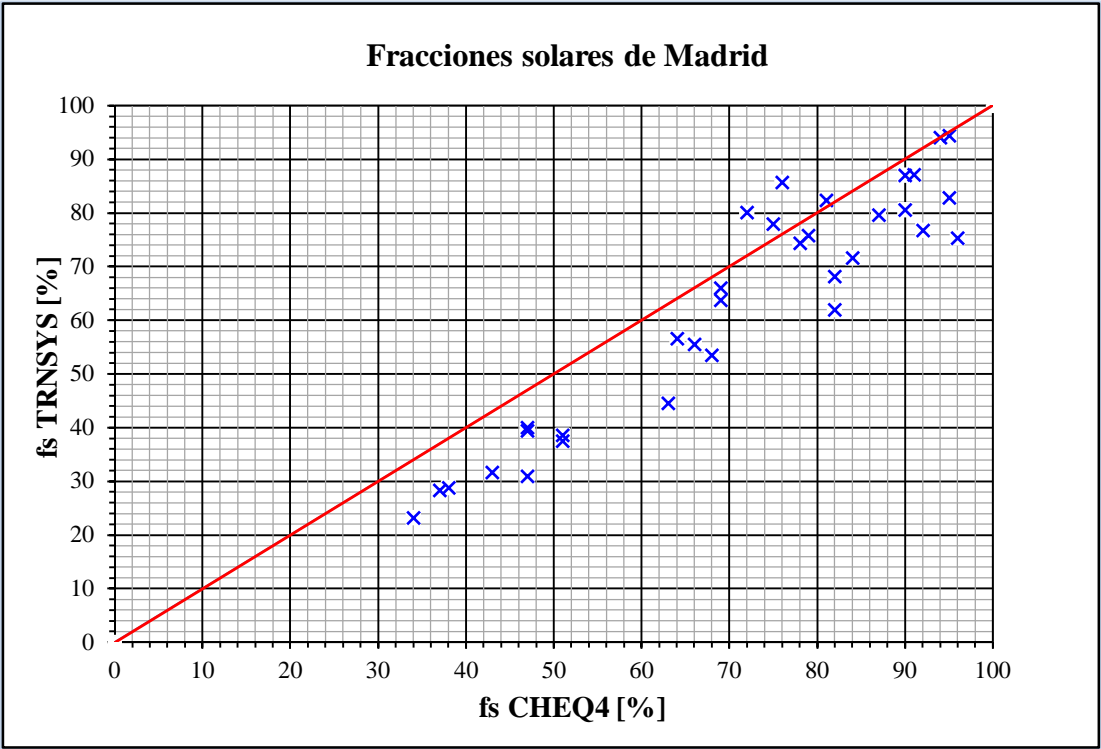


Figura 72. Fracciones solares de Madrid.

Fracciones solares de Sevilla

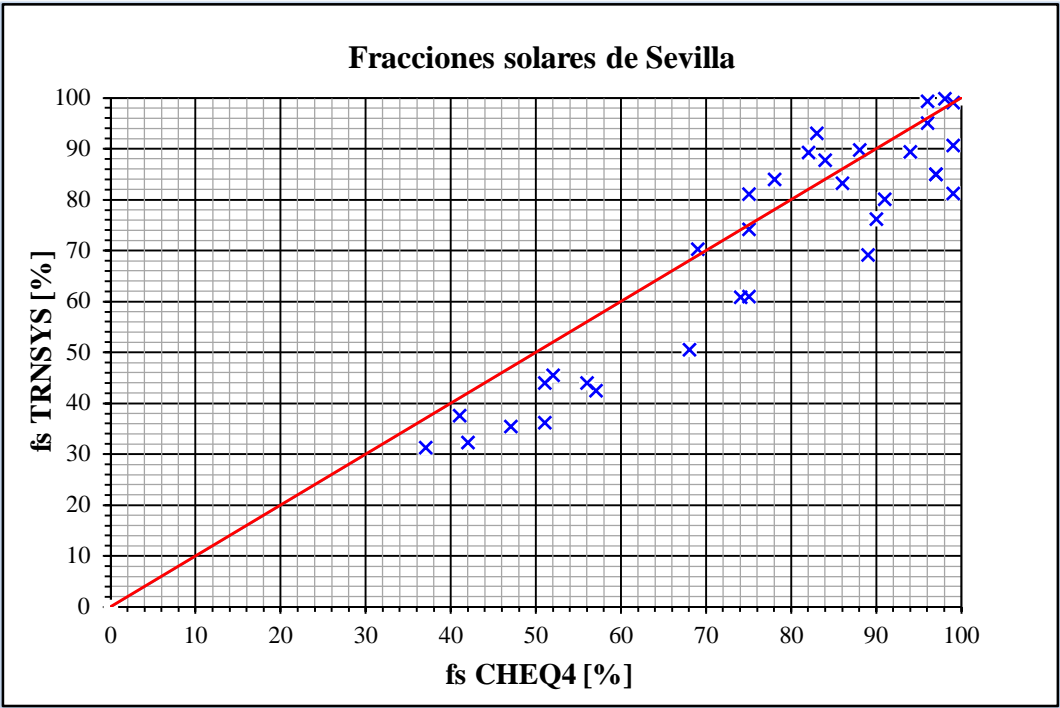


Figura 73. Fracciones solares de Sevilla.

El error absoluto máximo de Bilbao es del 26,3% y el error medio absoluto del 10,7%, mientras que en Madrid, el error absoluto máximo es del 20,6% y el error medio absoluto del 9,2% y por último en Sevilla, el error absoluto máximo es del 19,8% y el error medio absoluto del 8,3%.

4.3.3 Fracciones solares por inclinación del campo de captación

En este apartado, se organizarán y agruparán los resultados de las fracciones solares según la inclinación del campo de captación, y se muestran tanto numérica como gráficamente, primero se agrupan las fracciones solares de las instalaciones con inclinación de 30° y seguidamente se muestran con 45° y 60°.

Fracciones solares con inclinación de 30° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1B	Bilbao	2	30	0,1	23,9	33,0	9,1
4B	Bilbao	4	30	0,2	58,7	57,0	1,7
7B	Bilbao	6	30	0,3	73,7	79,0	5,3
10B	Bilbao	4	30	0,28	23,9	36,0	12,1
13B	Bilbao	6	30	0,42	44,1	50,0	5,9
16B	Bilbao	8	30	0,56	54,9	62,0	7,1
19B	Bilbao	10	30	0,70	62,9	75,0	12,1
22B	Bilbao	4	30	0,36	18,3	26,0	7,7
25B	Bilbao	8	30	0,72	34,0	50,0	16,0
28B	Bilbao	12	30	1,08	46,6	66,0	19,4
31B	Bilbao	16	30	1,42	57,0	81,0	24,0
1M	Madrid	2	30	0,1	40,1	47,0	6,9
4M	Madrid	4	30	0,2	78,0	75,0	3,0
7M	Madrid	6	30	0,3	87,0	90,0	3,0
10M	Madrid	4	30	0,28	38,6	51,0	12,4
13M	Madrid	6	30	0,42	63,8	69,0	5,2
16M	Madrid	8	30	0,56	75,8	79,0	3,2
19M	Madrid	10	30	0,70	79,7	87,0	7,3
22M	Madrid	4	30	0,36	28,8	38,0	9,2
25M	Madrid	8	30	0,72	55,5	66,0	10,5
28M	Madrid	12	30	1,08	68,2	82,0	13,8
31M	Madrid	16	30	1,42	76,8	92,0	15,2
1S	Sevilla	2	30	0,1	45,5	52,0	6,5
4S	Sevilla	4	30	0,2	89,3	82,0	7,3
7S	Sevilla	6	30	0,3	99,4	96,0	3,4
10S	Sevilla	4	30	0,28	42,6	57,0	14,4
13S	Sevilla	6	30	0,42	74,2	75,0	0,8
16S	Sevilla	8	30	0,56	83,3	86,0	2,7
19S	Sevilla	10	30	0,70	89,5	94,0	4,5

22S	Sevilla	4	30	0,36	32,3	42,0	9,7
25S	Sevilla	8	30	0,72	61,0	75,0	14,0
28S	Sevilla	12	30	1,08	76,3	90,0	13,7
31S	Sevilla	16	30	1,42	85,0	97,0	12,0

Tabla 23. Simulaciones con 30° de inclinación en captadores.

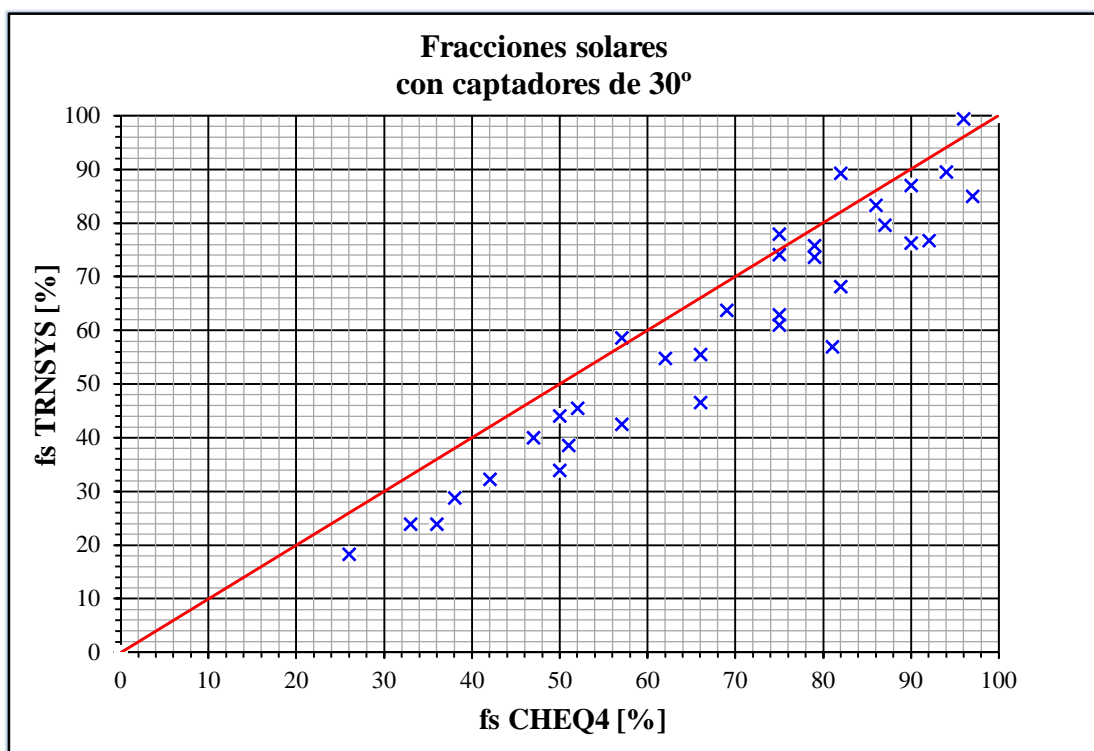


Figura 74. Fracciones solares con inclinación de 30° en captadores.

Fracciones solares con inclinación de 45° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
2B	Bilbao	2	45	0,1	24,6	33,0	8,4
5B	Bilbao	4	45	0,2	63,3	57,0	6,3
8B	Bilbao	6	45	0,3	80,4	81,0	0,6
11B	Bilbao	4	45	0,28	24,5	36,0	11,5
14B	Bilbao	6	45	0,42	43,0	50,0	7,0
17B	Bilbao	8	45	0,56	58,3	61,0	2,7
20B	Bilbao	10	45	0,70	64,9	76,0	11,1
23B	Bilbao	4	45	0,36	18,6	26,0	7,4
26B	Bilbao	8	45	0,72	34,4	49,0	14,6

29B	Bilbao	12	45	1,08	48,5	65,0	16,5
32B	Bilbao	16	45	1,42	61,3	83,0	21,7
2M	Madrid	2	45	0,1	39,4	47,0	7,6
5M	Madrid	4	45	0,2	85,7	76,0	9,7
8M	Madrid	6	45	0,3	94,1	94,0	0,1
11M	Madrid	4	45	0,28	37,5	51,0	13,5
14M	Madrid	6	45	0,42	66,1	69,0	2,9
17M	Madrid	8	45	0,56	82,4	81,0	1,4
20M	Madrid	10	45	0,70	87,2	91,0	3,8
23M	Madrid	4	45	0,36	28,3	37,0	8,7
26M	Madrid	8	45	0,72	53,5	68,0	14,5
29M	Madrid	12	45	1,08	71,6	84,0	12,4
32M	Madrid	16	45	1,42	82,9	95,0	12,1
2S	Sevilla	2	45	0,1	44,1	51,0	6,9
5S	Sevilla	4	45	0,2	93,1	83,0	10,1
8S	Sevilla	6	45	0,3	99,9	98,0	1,9
11S	Sevilla	4	45	0,28	44,0	56,0	12,0
14S	Sevilla	6	45	0,42	81,2	75,0	6,2
17S	Sevilla	8	45	0,56	89,8	88,0	1,8
20S	Sevilla	10	45	0,70	95,1	96,0	0,9
23S	Sevilla	4	45	0,36	37,6	41,0	3,4
26S	Sevilla	8	45	0,72	60,9	74,0	13,1
29S	Sevilla	12	45	1,08	80,2	91,0	10,8
32S	Sevilla	16	45	1,42	90,7	99,0	8,3

Tabla 24. Simulaciones con 45° de inclinación en captadores.

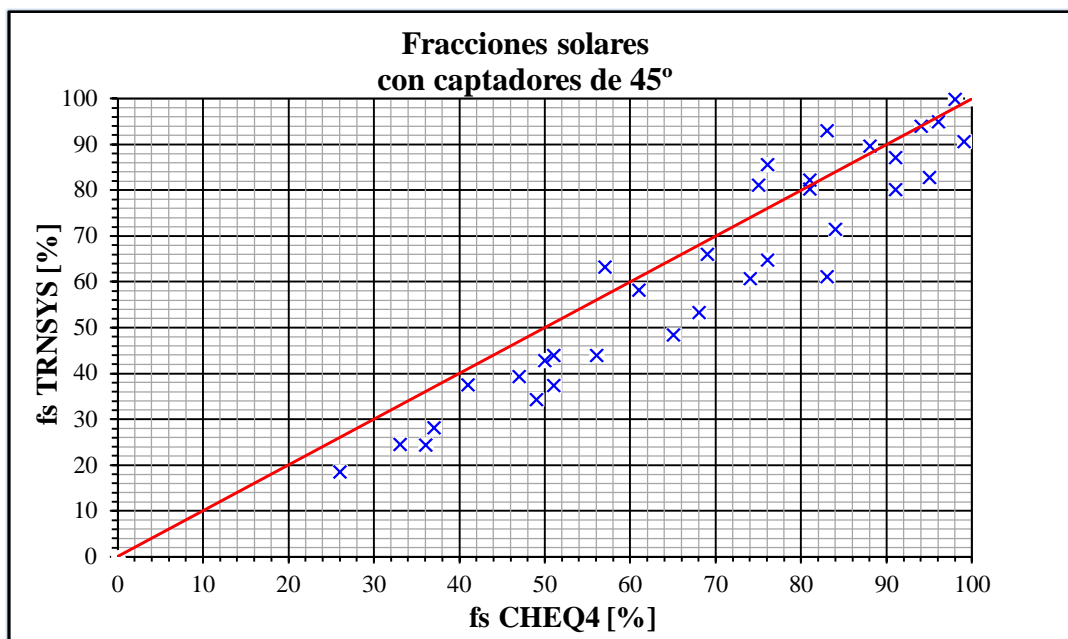


Figura 75. Fracciones solares con inclinación de 45° en captadores.

Fracciones solares con inclinación de 60° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
3B	Bilbao	2	60	0,1	20,9	31,0	10,1
6B	Bilbao	4	60	0,2	55,6	53,0	2,6
9B	Bilbao	6	60	0,3	74,6	78,0	3,4
12B	Bilbao	4	60	0,28	22,8	33,0	10,2
15B	Bilbao	6	60	0,42	36,8	47,0	10,2
18B	Bilbao	8	60	0,56	50,6	57,0	6,4
21B	Bilbao	10	60	0,70	57,1	71,0	13,9
24B	Bilbao	4	60	0,36	16,2	24,0	7,8
27B	Bilbao	8	60	0,72	29,8	46,0	16,2
30B	Bilbao	12	60	1,08	42,6	61,0	18,4
33B	Bilbao	16	60	1,42	54,7	81,0	26,3
3M	Madrid	2	60	0,1	31,7	43,0	11,3
6M	Madrid	4	60	0,2	80,1	72,0	8,1
9M	Madrid	6	60	0,3	94,4	95,0	0,6
12M	Madrid	4	60	0,28	31,0	47,0	16,0
15M	Madrid	6	60	0,42	56,6	64,0	7,4
18M	Madrid	8	60	0,56	74,4	78,0	3,6
21M	Madrid	10	60	0,70	80,6	90,0	9,4
24M	Madrid	4	60	0,36	23,2	34,0	10,8
27M	Madrid	8	60	0,72	44,6	63,0	18,4
30M	Madrid	12	60	1,08	62,0	82,0	20,0
33M	Madrid	16	60	1,42	75,4	96,0	20,6
3S	Sevilla	2	60	0,1	35,5	47,0	11,5
6S	Sevilla	4	60	0,2	84,0	78,0	6,0
9S	Sevilla	6	60	0,3	99,1	99,0	0,1
12S	Sevilla	4	60	0,28	36,3	51,0	14,7
15S	Sevilla	6	60	0,42	70,3	69,0	1,3
18S	Sevilla	8	60	0,56	87,8	84,0	3,8
21S	Sevilla	10	60	0,70	85,1	97,0	11,9
24S	Sevilla	4	60	0,36	31,3	37,0	5,7
27S	Sevilla	8	60	0,72	50,6	68,0	17,4
30S	Sevilla	12	60	1,08	69,2	89,0	19,8
33S	Sevilla	16	60	1,42	81,3	99,0	17,7

Tabla 25. Simulaciones con 60° de inclinación en captadores.

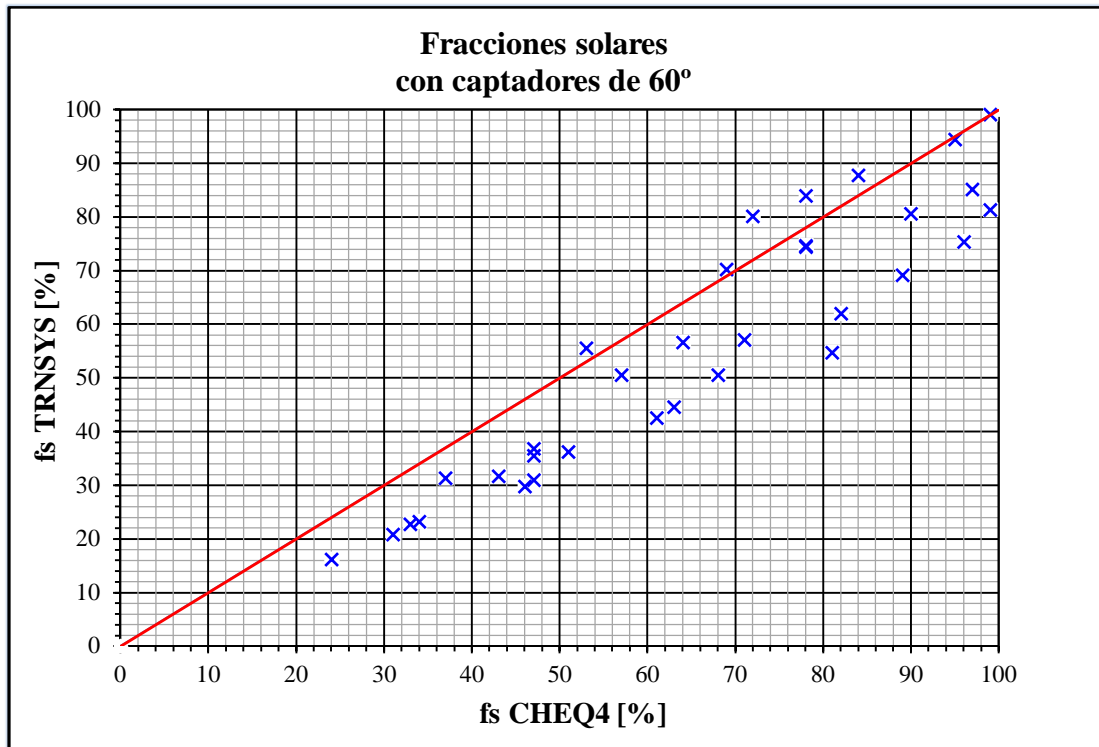


Figura 76. Fracciones solares con inclinación de 60° en captadores.

Respecto a los errores absolutos obtenidos se tiene que, con inclinación de 30° en el campo de captación el error absoluto máximo es del 24,0% y el error medio absoluto del 9,1%, mientras que con inclinación de 45° en el campo de captación el error absoluto máximo es del 21,7% y el error medio absoluto del 8,2%, finalmente, con inclinación de 60° en el campo de captación el error absoluto máximo es del 26,3% y el error medio absoluto del 10,9%.

4.3.4 Fracciones solares por superficie de captación

En este apartado, se organizarán y agruparán los resultados de las fracciones solares según la superficie del campo de captación, mostrándose tanto numérica como gráficamente las fracciones solares. A lo largo de este apartado se organizan las 99 instalaciones a las que da lugar el análisis de sensibilidad (se pueden ver con mayor detalle en las tablas del Anexo de este proyecto) según las distintas áreas de captación de cada instalación, 2, 4, 6, 8, 10, 12 y 16 m² respectivamente, de tal manera que se tienen un total de siete grupos de instalaciones correspondientes a cada una de las diferentes superficies de captación mencionadas anteriormente como se puede ver a continuación.

Fracciones solares con área de captación de 2 m²

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1B	Bilbao	2	30	0,1	23,9	33,0	9,1
2B	Bilbao	2	45	0,1	24,6	33,0	8,4
3B	Bilbao	2	60	0,1	20,9	31,0	10,1
1M	Madrid	2	30	0,1	40,1	47,0	6,9
2M	Madrid	2	45	0,1	39,4	47,0	7,6
3M	Madrid	2	60	0,1	31,7	43,0	11,3
1S	Sevilla	2	30	0,1	45,5	52,0	6,5
2S	Sevilla	2	45	0,1	44,1	51,0	6,9
3S	Sevilla	2	60	0,1	35,5	47,0	11,5

Tabla 26. Simulaciones con área de captación de 2 m².

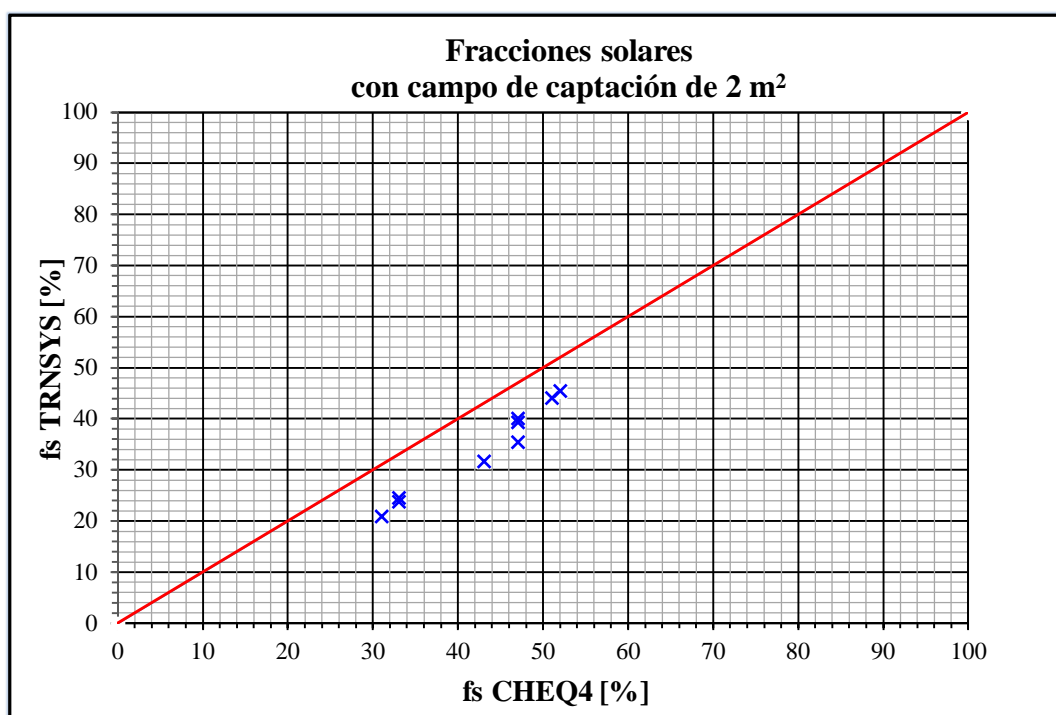


Figura 77. Fracciones solares con área de captación de 2 m².

Fracciones solares con área de captación de 4 m²

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
4B	Bilbao	4	30	0,2	58,7	57,0	1,7
5B	Bilbao	4	45	0,2	63,3	57,0	6,3
6B	Bilbao	4	60	0,2	55,6	53,0	2,6
10B	Bilbao	4	30	0,28	23,9	36,0	12,1
11B	Bilbao	4	45	0,28	24,5	36,0	11,5
12B	Bilbao	4	60	0,28	22,8	33,0	10,2
22B	Bilbao	4	30	0,36	18,3	26,0	7,7
23B	Bilbao	4	45	0,36	18,6	26,0	7,4
24B	Bilbao	4	60	0,36	16,2	24,0	7,8
4M	Madrid	4	30	0,2	78,0	75,0	3,0
5M	Madrid	4	45	0,2	85,7	76,0	9,7
6M	Madrid	4	60	0,2	80,1	72,0	8,1
10M	Madrid	4	30	0,28	38,6	51,0	12,4
11M	Madrid	4	45	0,28	37,5	51,0	13,5
12M	Madrid	4	60	0,28	31,0	47,0	16,0
22M	Madrid	4	30	0,36	28,8	38,0	9,2
23M	Madrid	4	45	0,36	28,3	37,0	8,7
24M	Madrid	4	60	0,36	23,2	34,0	10,8
4S	Sevilla	4	30	0,2	89,3	82,0	7,3
5S	Sevilla	4	45	0,2	93,1	83,0	10,1
6S	Sevilla	4	60	0,2	84,0	78,0	6,0
10S	Sevilla	4	30	0,28	42,6	57,0	14,4
11S	Sevilla	4	45	0,28	44,0	56,0	12,0
12S	Sevilla	4	60	0,28	36,3	51,0	14,7
22S	Sevilla	4	30	0,36	32,3	42,0	9,7
23S	Sevilla	4	45	0,36	37,6	41,0	3,4
24S	Sevilla	4	60	0,36	31,3	37,0	5,7

Tabla 27. Simulaciones con área de captación de 4 m².

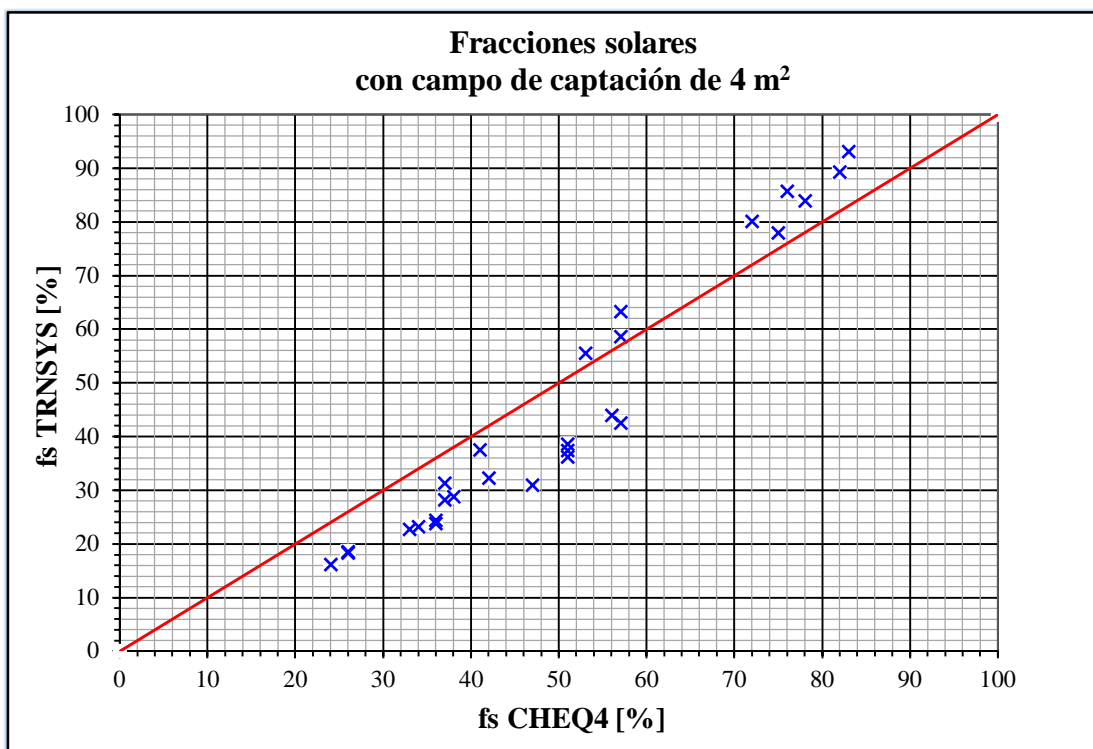


Figura 78. Fracciones solares con área de captación de 4 m².

Fracciones solares con área de captación de 6 m²

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
7B	Bilbao	6	30	0,3	73,7	79,0	5,3
8B	Bilbao	6	45	0,3	80,4	81,0	0,6
9B	Bilbao	6	60	0,3	74,6	78,0	3,4
13B	Bilbao	6	30	0,42	44,1	50,0	5,9
14B	Bilbao	6	45	0,42	43,0	50,0	7,0
15B	Bilbao	6	60	0,42	36,8	47,0	10,2
7M	Madrid	6	30	0,3	87,0	90,0	3,0
8M	Madrid	6	45	0,3	94,1	94,0	0,1
9M	Madrid	6	60	0,3	94,4	95,0	0,6
13M	Madrid	6	30	0,42	63,8	69,0	5,2
14M	Madrid	6	45	0,42	66,1	69,0	2,9
15M	Madrid	6	60	0,42	56,6	64,0	7,4
7S	Sevilla	6	30	0,3	99,4	96,0	3,4
8S	Sevilla	6	45	0,3	99,9	98,0	1,9
9S	Sevilla	6	60	0,3	99,1	99,0	0,1
13S	Sevilla	6	30	0,42	74,2	75,0	0,8
14S	Sevilla	6	45	0,42	81,2	75,0	6,2
15S	Sevilla	6	60	0,42	70,3	69,0	1,3

Tabla 28. Simulaciones con área de captación de 6 m².

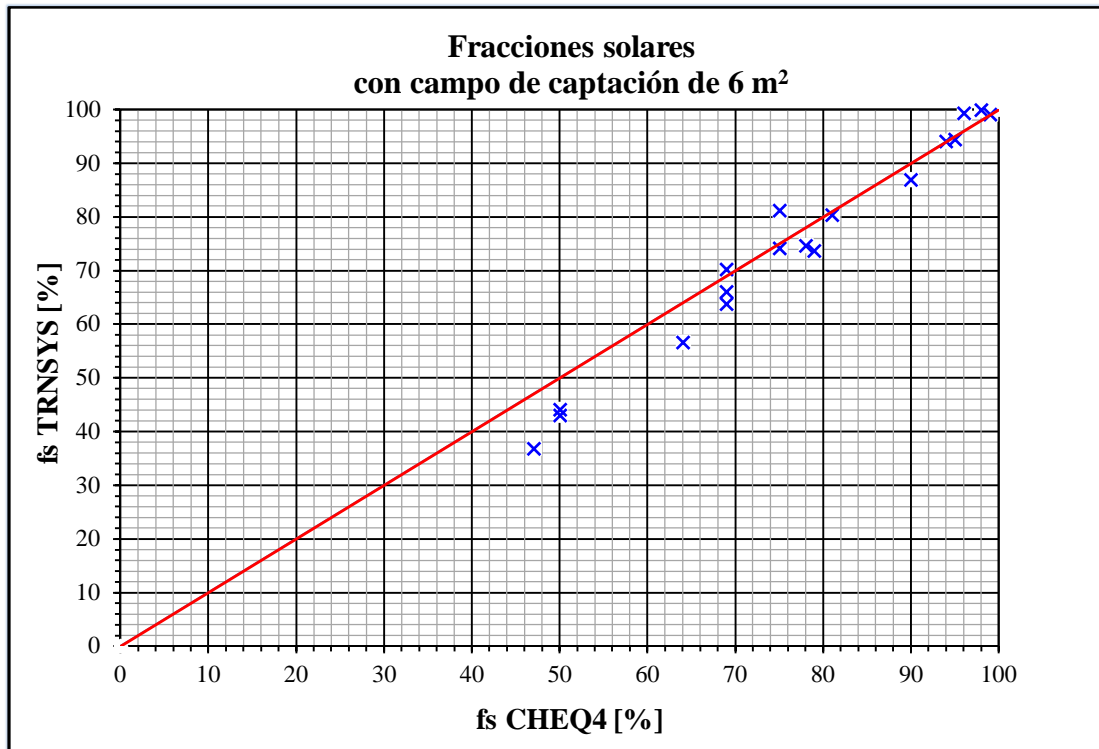


Figura 79. Fracciones solares con área de captación de 6 m².

Fracciones solares con área de captación de 8 m²

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
16B	Bilbao	8	30	0,56	54,9	62,0	7,1
17B	Bilbao	8	45	0,56	58,3	61,0	2,7
18B	Bilbao	8	60	0,56	50,6	57,0	6,4
25B	Bilbao	8	30	0,72	34,0	50,0	16,0
26B	Bilbao	8	45	0,72	34,4	49,0	14,6
27B	Bilbao	8	60	0,72	29,8	46,0	16,2
16M	Madrid	8	30	0,56	75,8	79,0	3,2
17M	Madrid	8	45	0,56	82,4	81,0	1,4
18M	Madrid	8	60	0,56	74,4	78,0	3,6
25M	Madrid	8	30	0,72	55,5	66,0	10,5
26M	Madrid	8	45	0,72	53,5	68,0	14,5
27M	Madrid	8	60	0,72	44,6	63,0	18,4
16S	Sevilla	8	30	0,56	83,3	86,0	2,7
17S	Sevilla	8	45	0,56	89,8	88,0	1,8
18S	Sevilla	8	60	0,56	87,8	84,0	3,8
25S	Sevilla	8	30	0,72	61,0	75,0	14,0

26S	Sevilla	8	45	0,72	60,9	74,0	13,1
27S	Sevilla	8	60	0,72	50,6	68,0	17,4

Tabla 29. Simulaciones con área de captación de 8 m².

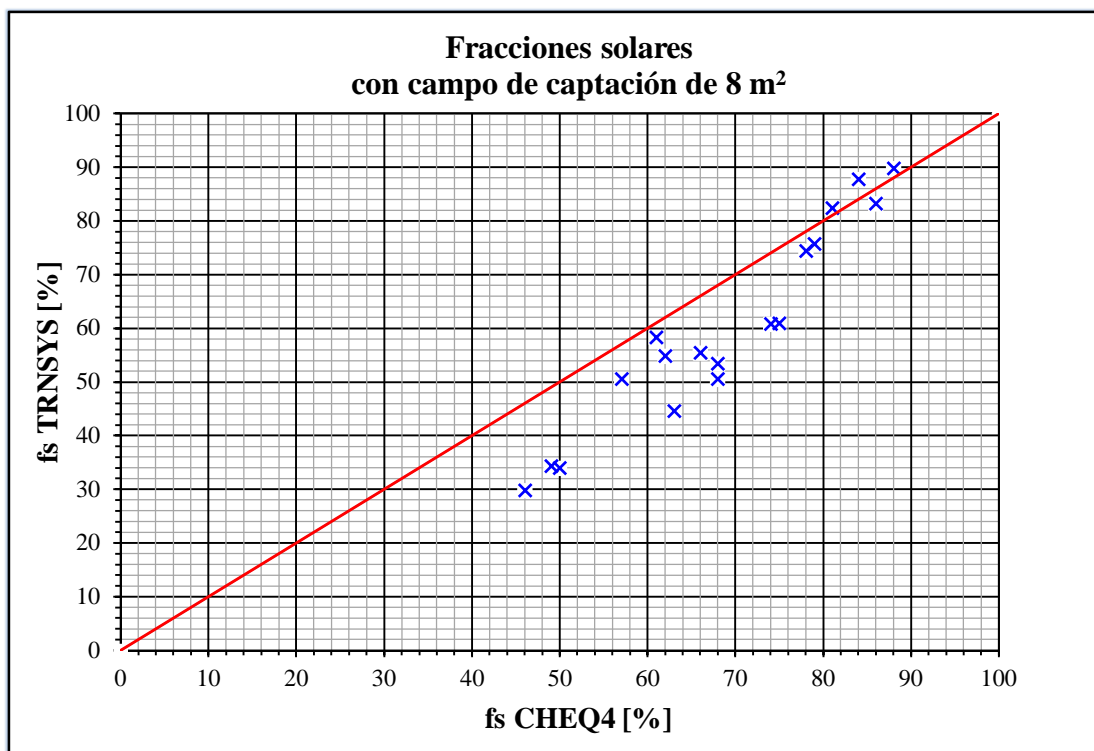


Figura 80. Fracciones solares con área de captación de 8 m².

Fracciones solares con área de captación de 10 m²

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
19B	Bilbao	10	30	0,70	62,9	75,0	12,1
20B	Bilbao	10	45	0,70	64,9	76,0	11,1
21B	Bilbao	10	60	0,70	57,1	71,0	13,9
19M	Madrid	10	30	0,70	79,7	87,0	7,3
20M	Madrid	10	45	0,70	87,2	91,0	3,8
21M	Madrid	10	60	0,70	80,6	90,0	9,4
19S	Sevilla	10	30	0,70	89,5	94,0	4,5
20S	Sevilla	10	45	0,70	95,1	96,0	0,9
21S	Sevilla	10	60	0,70	85,1	97,0	11,9

Tabla 30. Simulaciones con área de captación de 10 m².

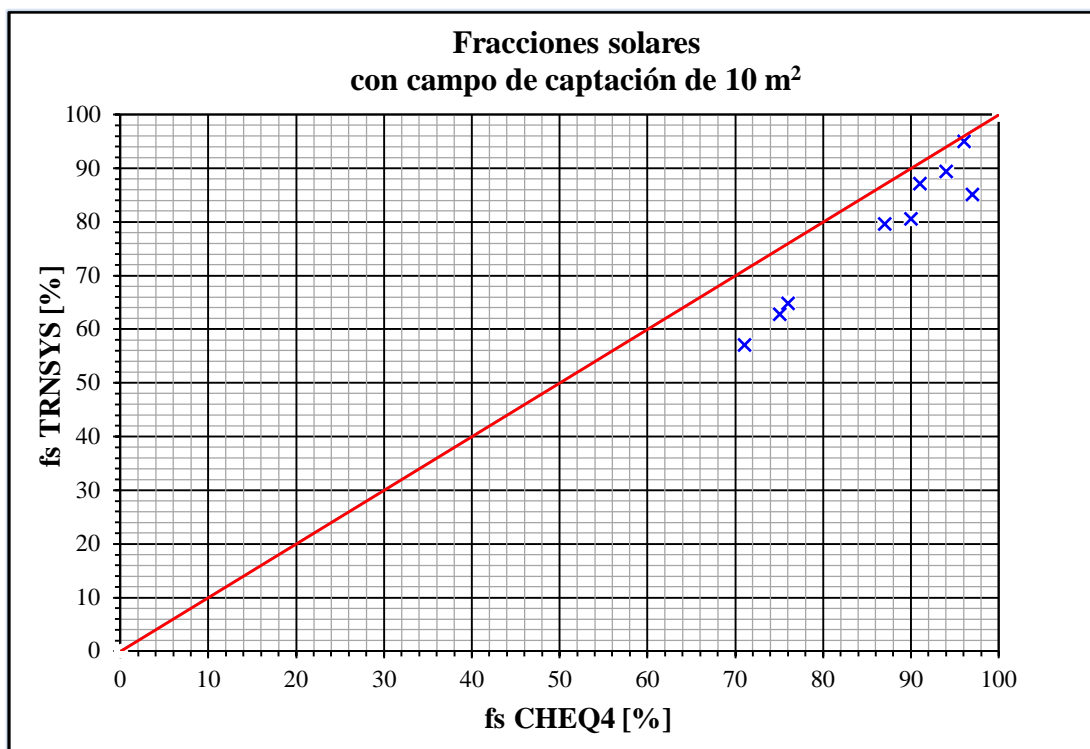


Figura 81. Fracciones solares con área de captación de 10 m².

Fracciones solares con área de captación de 12 m²

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
28B	Bilbao	12	30	1,08	46,6	66,0	19,4
29B	Bilbao	12	45	1,08	48,5	65,0	16,5
30B	Bilbao	12	60	1,08	42,6	61,0	18,4
28M	Madrid	12	30	1,08	68,2	82,0	13,8
29M	Madrid	12	45	1,08	71,6	84,0	12,4
30M	Madrid	12	60	1,08	62,0	82,0	20,0
28S	Sevilla	12	30	1,08	76,3	90,0	13,7
29S	Sevilla	12	45	1,08	80,2	91,0	10,8
30S	Sevilla	12	60	1,08	69,2	89,0	19,8

Tabla 31. Simulaciones con área de captación de 12 m².

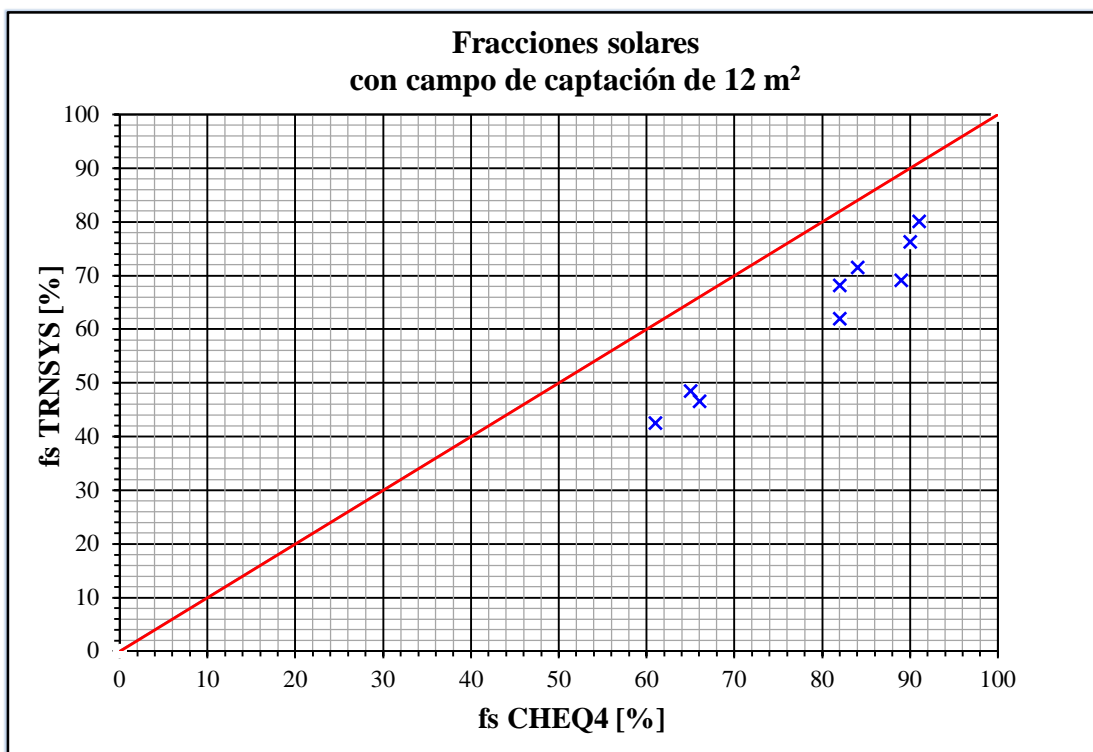


Figura 82. Fracciones solares con área de captación de 12 m².

Fracciones solares con área de captación de 16 m²

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
31B	Bilbao	16	30	1,44	57,0	81,0	24,0
32B	Bilbao	16	45	1,44	61,3	83,0	21,7
33B	Bilbao	16	60	1,44	54,7	81,0	26,3
31M	Madrid	16	30	1,44	76,8	92,0	15,2
32M	Madrid	16	45	1,44	82,9	95,0	12,1
33M	Madrid	16	60	1,44	75,4	96,0	20,6
31S	Sevilla	16	30	1,44	85,0	97,0	12,0
32S	Sevilla	16	45	1,44	90,7	99,0	8,3
33S	Sevilla	16	60	1,44	81,3	99,0	17,7

Tabla 32. Simulaciones con área de captación de 16 m².

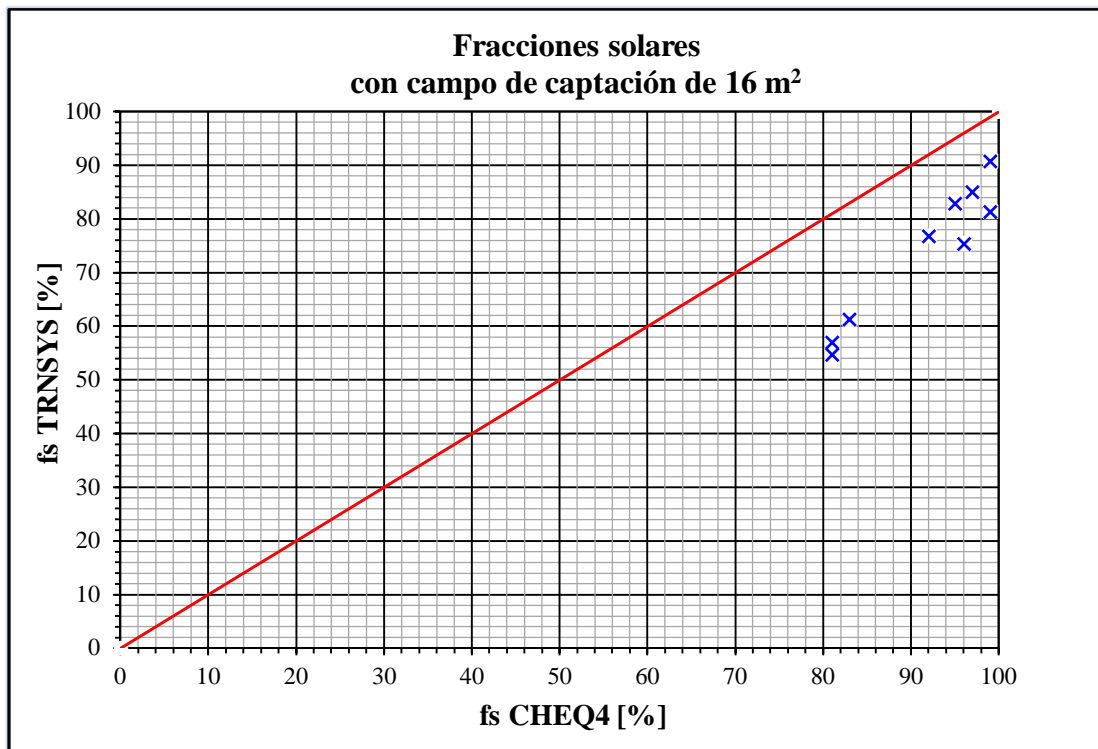


Figura 83. Fracciones solares con área de captación de 16 m².

En referencia a los errores absolutos obtenidos se tiene que, con instalaciones de 2 m² de área de captación el error absoluto máximo es del 11,5% y el error medio absoluto del 8,7%, mientras que para las instalaciones de 4 m² de área de captación el error absoluto máximo es del 14,7% y el error medio absoluto del 9,0%, en cuanto a las instalaciones de 6 m² de área de captación el error absoluto máximo es del 10,2% y el error medio absoluto del 3,6%, en las instalaciones de 8 m² de área de captación el error absoluto máximo es del 18,4% y el error medio absoluto del 9,3%, en las instalaciones de 10 m² de área de captación el error absoluto máximo es del 13,9% y el error medio absoluto del 8,3%, en las instalaciones de 12 m² de área de captación el error absoluto máximo es del 19,8% y el error medio absoluto del 16,1%, finalmente, en las instalaciones de 16 m² de área de captación el error absoluto máximo es del 26,3% y el error medio absoluto del 17,5%.

4.3.5 Fracciones solares por localidad e inclinación en captadores

En este apartado, se organizarán y agruparán los resultados de las fracciones solares según la localidad y la inclinación del campo de captación, mostrándose tanto numérica como gráficamente las fracciones solares.

En primer lugar se muestran las fracciones solares de Bilbao con cada inclinación del campo de captación de 30°, 45° y 60°, posteriormente se hace lo mismo con las ciudades de Madrid y Sevilla, obteniéndose como resultado un total de nueve gráficas, tres para Bilbao, tres para Madrid y otras tantas para Sevilla para cada inclinación del campo de captación, 30°, 45° y 60°, a continuación se puede apreciar con mayor detalle lo mencionado.

Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 30° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1B	Bilbao	2	30	0,1	23,9	33,0	9,1
4B	Bilbao	4	30	0,2	58,7	57,0	1,7
7B	Bilbao	6	30	0,3	73,7	79,0	5,3
10B	Bilbao	4	30	0,28	23,9	36,0	12,1
13B	Bilbao	6	30	0,42	44,1	50,0	5,9
16B	Bilbao	8	30	0,56	54,9	62,0	7,1
19B	Bilbao	10	30	0,70	62,9	75,0	12,1
22B	Bilbao	4	30	0,36	18,3	26,0	7,7
25B	Bilbao	8	30	0,72	34,0	50,0	16,0
28B	Bilbao	12	30	1,08	46,6	66,0	19,4
31B	Bilbao	16	30	1,42	57,0	81,0	24,0

Tabla 33. Simulaciones de Bilbao con 30° de inclinación en captadores.

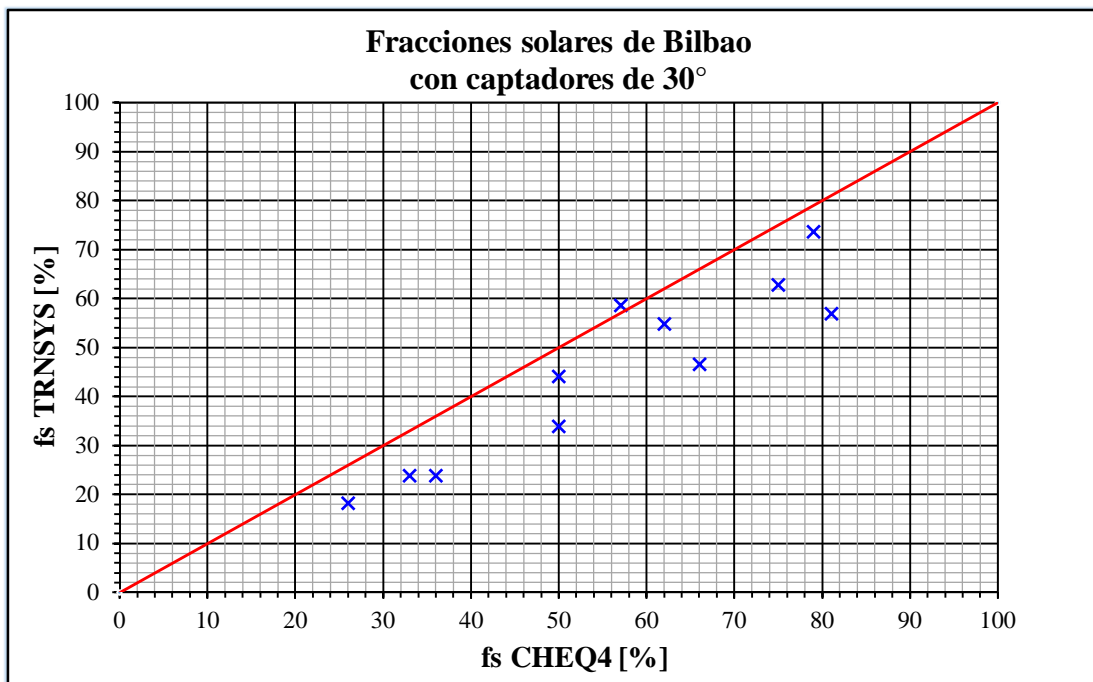


Figura 84. Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 30° en captadores.

Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 45° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
2B	Bilbao	2	45	0,1	24,6	33,0	8,4
5B	Bilbao	4	45	0,2	63,3	57,0	6,3
8B	Bilbao	6	45	0,3	80,4	81,0	0,6
11B	Bilbao	4	45	0,28	24,5	36,0	11,5
14B	Bilbao	6	45	0,42	43,0	50,0	7,0
17B	Bilbao	8	45	0,56	58,3	61,0	2,7
20B	Bilbao	10	45	0,70	64,9	76,0	11,1
23B	Bilbao	4	45	0,36	18,6	26,0	7,4
26B	Bilbao	8	45	0,72	34,4	49,0	14,6
29B	Bilbao	12	45	1,08	48,5	65,0	16,5
32B	Bilbao	16	45	1,42	61,3	83,0	21,7

Tabla 34. Simulaciones de Bilbao con 45° de inclinación en captadores.

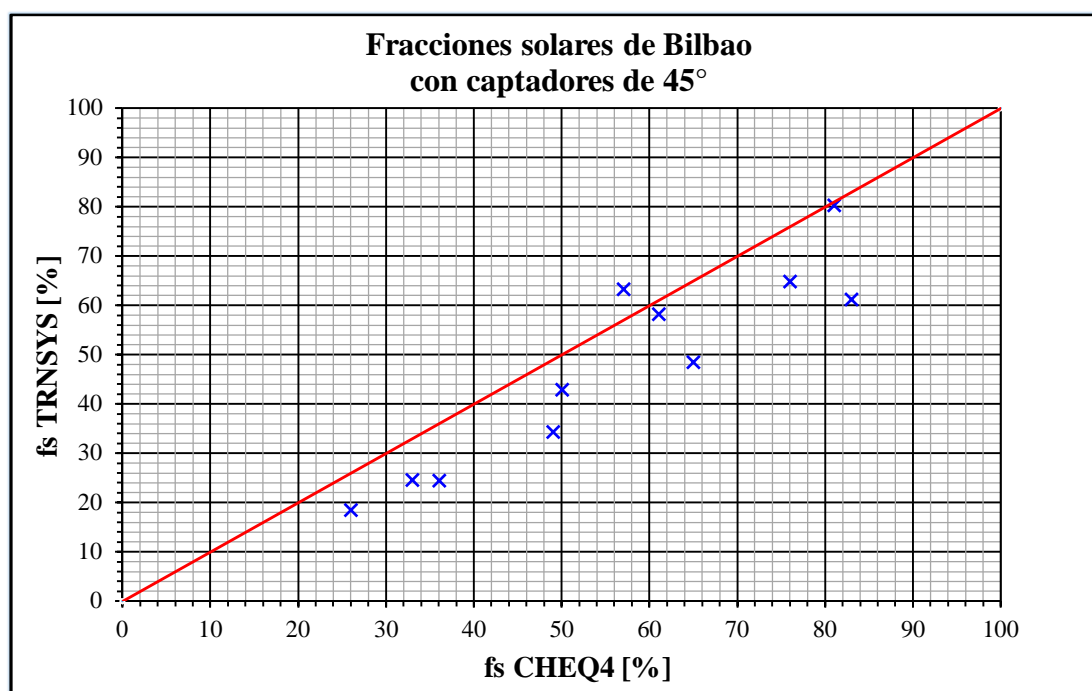


Figura 85. Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 45° en captadores.

Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 60° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
3B	Bilbao	2	60	0,1	20,9	31,0	10,1
6B	Bilbao	4	60	0,2	55,6	53,0	2,6
9B	Bilbao	6	60	0,3	74,6	78,0	3,4
12B	Bilbao	4	60	0,28	22,8	33,0	10,2
15B	Bilbao	6	60	0,42	36,8	47,0	10,2
18B	Bilbao	8	60	0,56	50,6	57,0	6,4
21B	Bilbao	10	60	0,70	57,1	71,0	13,9
24B	Bilbao	4	60	0,36	16,2	24,0	7,8
27B	Bilbao	8	60	0,72	29,8	46,0	16,2
30B	Bilbao	12	60	1,08	42,6	61,0	18,4
33B	Bilbao	16	60	1,42	54,7	81,0	26,3

Tabla 35. Simulaciones de Bilbao con 60° de inclinación en captadores.

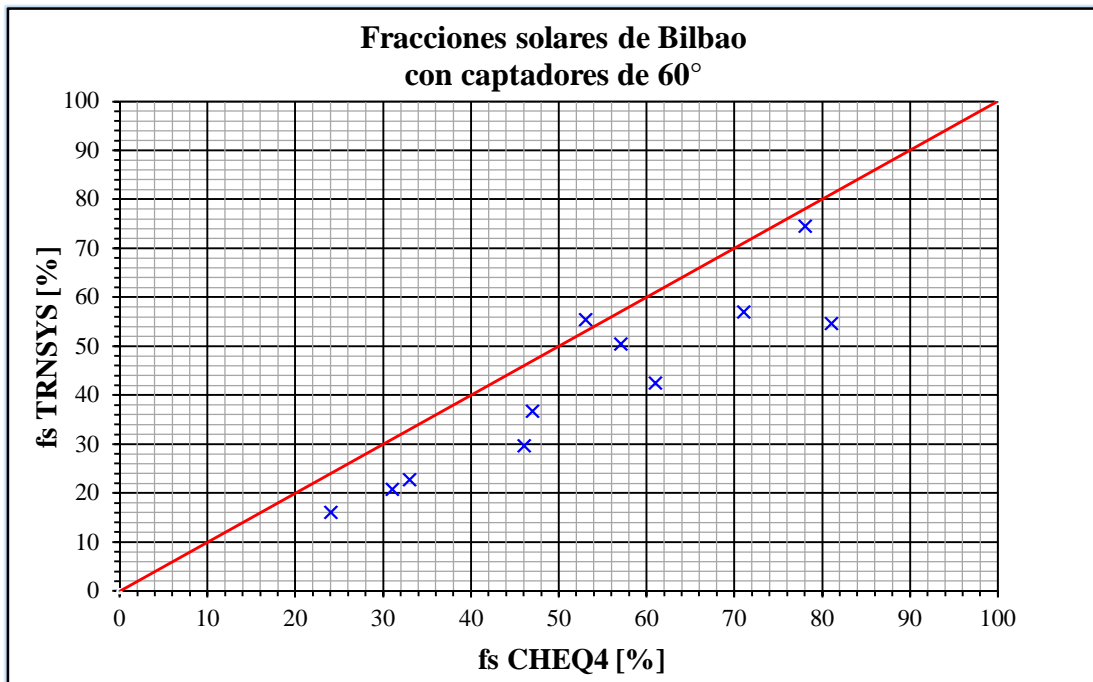


Figura 86. Fracciones solares de Bilbao con inclinación de 60° en captadores.

Fracciones solares de Madrid con inclinación de 30° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1M	Madrid	2	30	0,1	40,1	47,0	6,9
4M	Madrid	4	30	0,2	78,0	75,0	3,0
7M	Madrid	6	30	0,3	87,0	90,0	3,0
10M	Madrid	4	30	0,28	38,6	51,0	12,4
13M	Madrid	6	30	0,42	63,8	69,0	5,2
16M	Madrid	8	30	0,56	75,8	79,0	3,2
19M	Madrid	10	30	0,70	79,7	87,0	7,3
22M	Madrid	4	30	0,36	28,8	38,0	9,2
25M	Madrid	8	30	0,72	55,5	66,0	10,5
28M	Madrid	12	30	1,08	68,2	82,0	13,8
31M	Madrid	16	30	1,42	76,8	92,0	15,2

Tabla 36. Simulaciones de Madrid con 30° de inclinación en captadores.

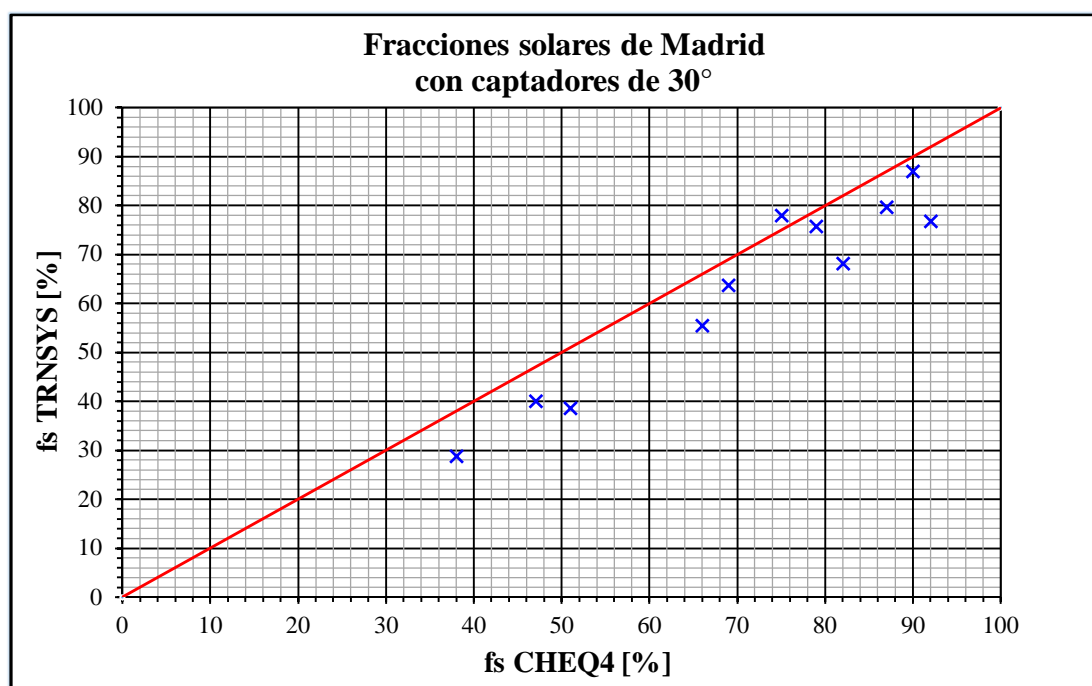


Figura 87. Fracciones solares de Madrid con inclinación de 30° en captadores.

Fracciones solares de Madrid con inclinación de 45° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m²]	In_Cpt [°]	Vac [m³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
2M	Madrid	2	45	0,1	39,4	47,0	7,6
5M	Madrid	4	45	0,2	85,7	76,0	9,7
8M	Madrid	6	45	0,3	94,1	94,0	0,1
11M	Madrid	4	45	0,28	37,5	51,0	13,5
14M	Madrid	6	45	0,42	66,1	69,0	2,9
17M	Madrid	8	45	0,56	82,4	81,0	1,4
20M	Madrid	10	45	0,70	87,2	91,0	3,8
23M	Madrid	4	45	0,36	28,3	37,0	8,7
26M	Madrid	8	45	0,72	53,5	68,0	14,5
29M	Madrid	12	45	1,08	71,6	84,0	12,4
32M	Madrid	16	45	1,42	82,9	95,0	12,1

Tabla 37. Simulaciones de Madrid con 45° de inclinación en captadores.

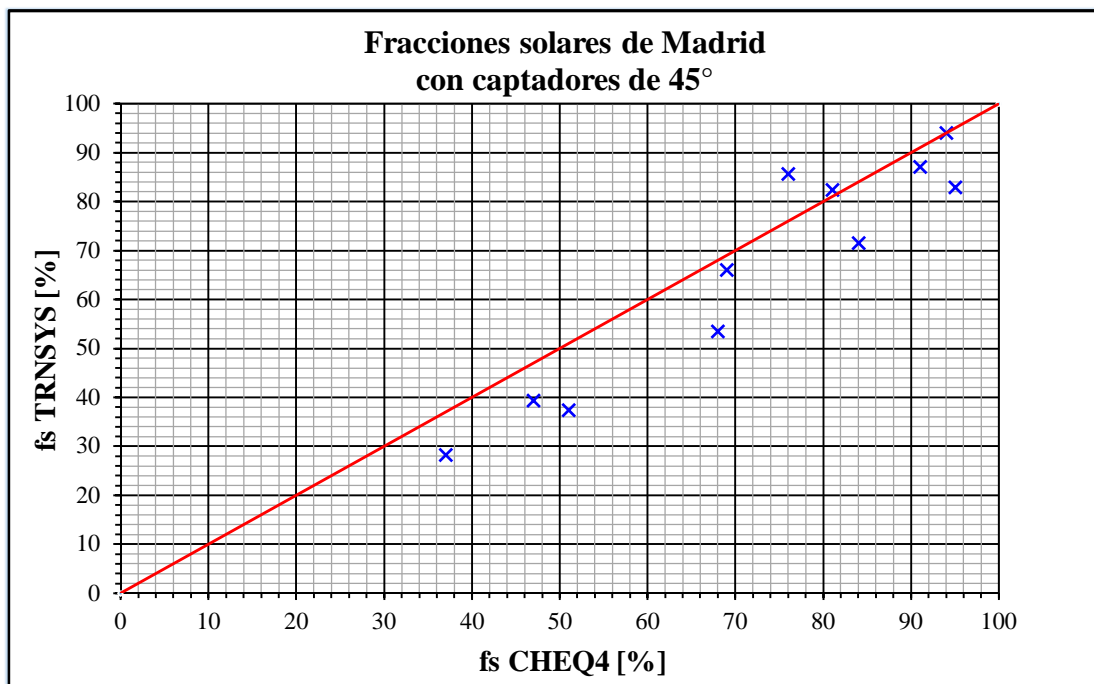


Figura 88. Fracciones solares de Madrid con inclinación de 45° en captadores.

Fracciones solares de Madrid con inclinación de 60° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
3M	Madrid	2	60	0,1	31,7	43,0	11,3
6M	Madrid	4	60	0,2	80,1	72,0	8,1
9M	Madrid	6	60	0,3	94,4	95,0	0,6
12M	Madrid	4	60	0,28	31,0	47,0	16,0
15M	Madrid	6	60	0,42	56,6	64,0	7,4
18M	Madrid	8	60	0,56	74,4	78,0	3,6
21M	Madrid	10	60	0,70	80,6	90,0	9,4
24M	Madrid	4	60	0,36	23,2	34,0	10,8
27M	Madrid	8	60	0,72	44,6	63,0	18,4
30M	Madrid	12	60	1,08	62,0	82,0	20,0
33M	Madrid	16	60	1,42	75,4	96,0	20,6

Tabla 38. Simulaciones de Madrid con 60° de inclinación en captadores.

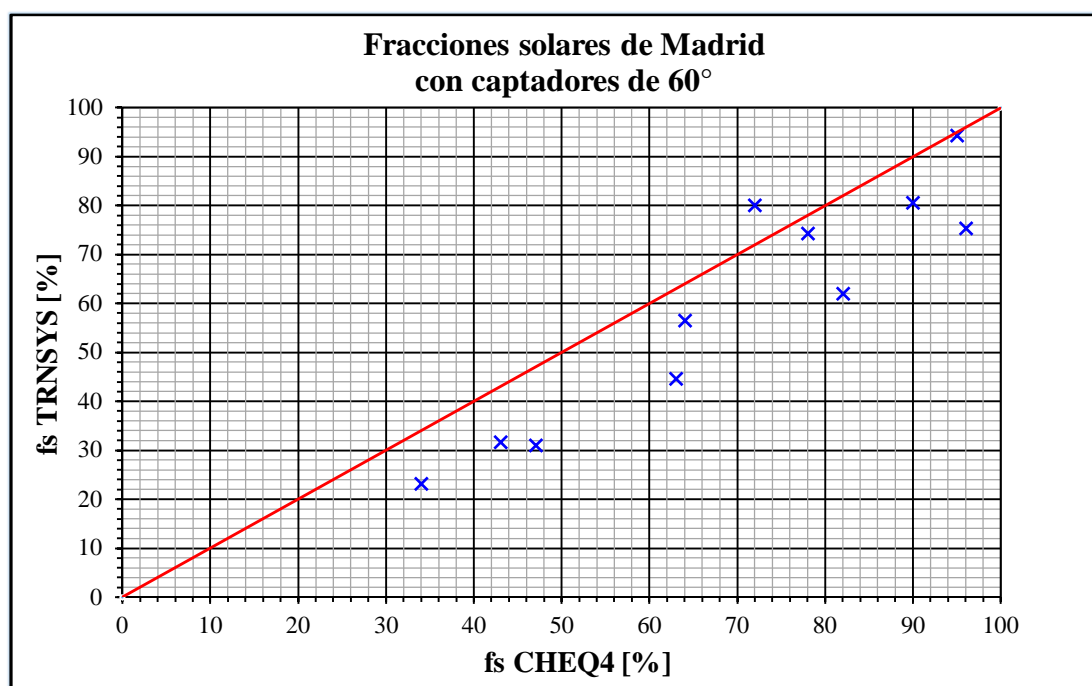


Figura 89. Fracciones solares de Madrid con inclinación de 60° en captadores.

Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 30° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m²]	In_Cpt [°]	Vac [m³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
1S	Sevilla	2	30	0,1	45,5	52,0	6,5
4S	Sevilla	4	30	0,2	89,3	82,0	7,3
7S	Sevilla	6	30	0,3	99,4	96,0	3,4
10S	Sevilla	4	30	0,28	42,6	57,0	14,4
13S	Sevilla	6	30	0,42	74,2	75,0	0,8
16S	Sevilla	8	30	0,56	83,3	86,0	2,7
19S	Sevilla	10	30	0,70	89,5	94,0	4,5
22S	Sevilla	4	30	0,36	32,3	42,0	9,7
25S	Sevilla	8	30	0,72	61,0	75,0	14,0
28S	Sevilla	12	30	1,08	76,3	90,0	13,7
31S	Sevilla	16	30	1,42	85,0	97,0	12,0

Tabla 39. Simulaciones de Sevilla con 30° de inclinación en captadores.

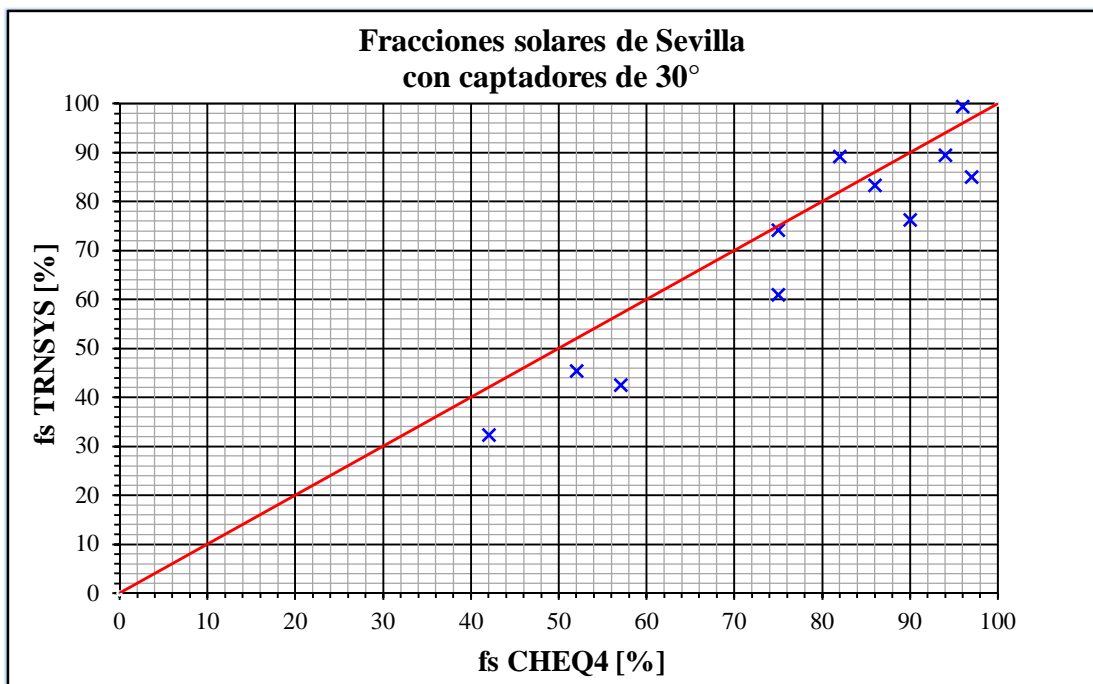


Figura 90. Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 30° en captadores.

Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 45° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
2S	Sevilla	2	45	0,1	44,1	51,0	6,9
5S	Sevilla	4	45	0,2	93,1	83,0	10,1
8S	Sevilla	6	45	0,3	99,9	98,0	1,9
11S	Sevilla	4	45	0,28	44,0	56,0	12,0
14S	Sevilla	6	45	0,42	81,2	75,0	6,2
17S	Sevilla	8	45	0,56	89,8	88,0	1,8
20S	Sevilla	10	45	0,70	95,1	96,0	0,9
23S	Sevilla	4	45	0,36	37,6	41,0	3,4
26S	Sevilla	8	45	0,72	60,9	74,0	13,1
29S	Sevilla	12	45	1,08	80,2	91,0	10,8
32S	Sevilla	16	45	1,42	90,7	99,0	8,3

Tabla 40. Simulaciones de Sevilla con 45° de inclinación en captadores.

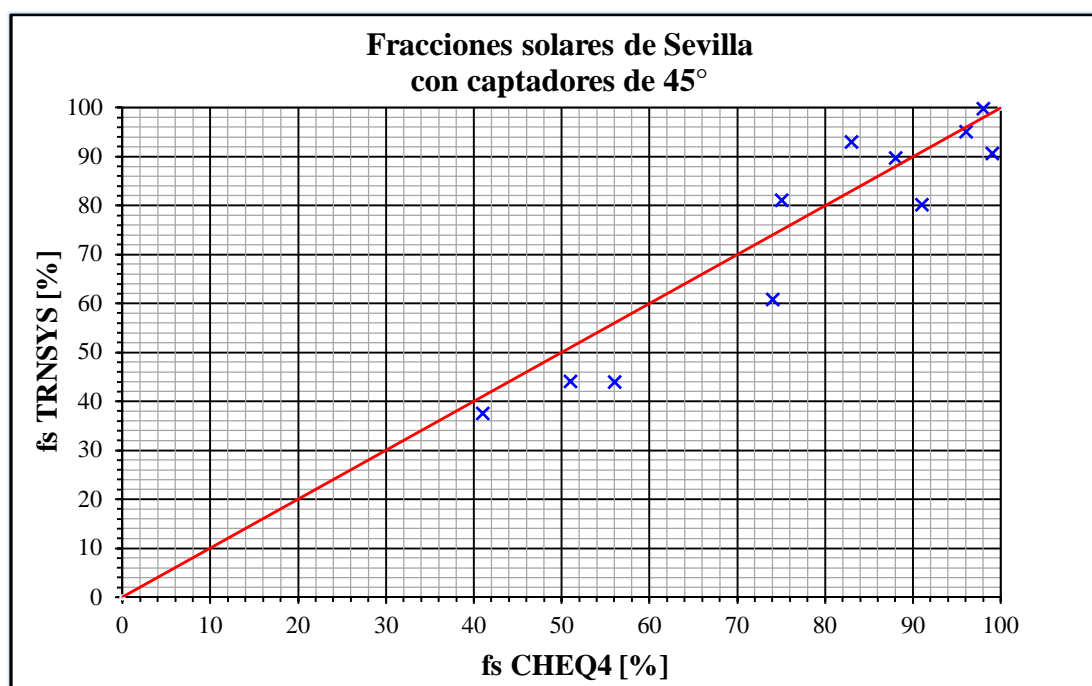


Figura 91. Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 45° en captadores.

Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 60° en captadores

Nº Sim	Localidad	ÁCpt [m ²]	In_Cpt [°]	Vac [m ³]	Fs (TRNSYS) [%]	Fs (CHEQ4) [%]	Eabs [%]
3S	Sevilla	2	60	0,1	35,5	47,0	11,5
6S	Sevilla	4	60	0,2	84,0	78,0	6,0
9S	Sevilla	6	60	0,3	99,1	99,0	0,1
12S	Sevilla	4	60	0,28	36,3	51,0	14,7
15S	Sevilla	6	60	0,42	70,3	69,0	1,3
18S	Sevilla	8	60	0,56	87,8	84,0	3,8
21S	Sevilla	10	60	0,70	85,1	97,0	11,9
24S	Sevilla	4	60	0,36	31,3	37,0	5,7
27S	Sevilla	8	60	0,72	50,6	68,0	17,4
30S	Sevilla	12	60	1,08	69,2	89,0	19,8
33S	Sevilla	16	60	1,42	81,3	99,0	17,7

Tabla 41. Simulaciones de Sevilla con 60° de inclinación en captadores.

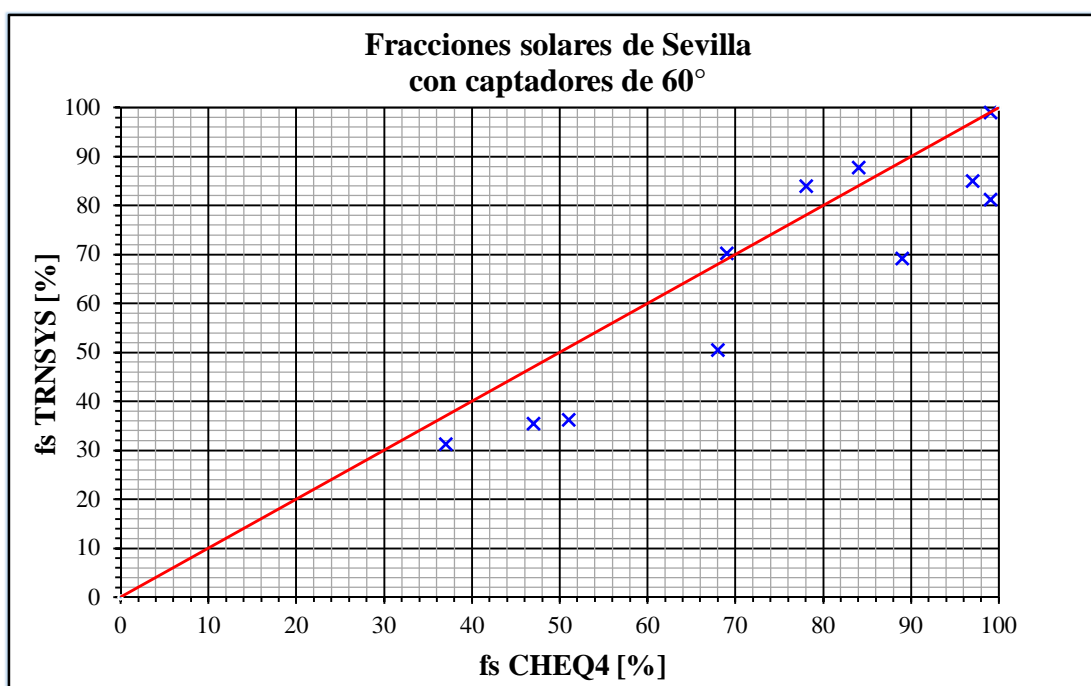


Figura 92. Fracciones solares de Sevilla con inclinación de 60° en captadores.

En referencia a los errores absolutos obtenidos se van a mostrar siguiendo el orden que se ha tomado con las gráficas y tablas en este apartado, es decir, primero se mostrarán los errores de Bilbao con 30° de inclinación en captadores, luego 45° y así sucesivamente, sin más dilación, se tiene que, para las instalaciones de Bilbao con inclinación de 30° en captadores, el error absoluto

máximo es del 24,0% y el error medio absoluto del 10,9%, mientras que para las instalaciones de Bilbao con inclinación de 45° en captadores, el error absoluto máximo es del 21,7% y el error medio absoluto del 9,8% y para las instalaciones de Bilbao con inclinación de 60° en captadores, el error absoluto máximo es del 26,3% y el error medio absoluto del 11,4%.

En cuanto a las instalaciones de Madrid con inclinación de 30° en captadores, el error absoluto máximo es del 15,2% y el error medio absoluto del 8,2%, mientras que para las instalaciones de Madrid con inclinación de 45° en captadores, el error absoluto máximo es del 14,5% y el error medio absoluto del 7,9%, finalmente, para las instalaciones de Madrid con inclinación de 60° en captadores, el error absoluto máximo es del 20,6% y el error medio absoluto del 11,5%.

Para terminar, las instalaciones de Sevilla con inclinación de 30° en captadores, el error absoluto máximo es del 14,4% y el error medio absoluto del 8,1%, mientras que para las instalaciones de Sevilla con inclinación de 45° en captadores, el error absoluto máximo es del 13,1% y el error medio absoluto del 6,9%, finalmente, para las instalaciones de Sevilla con inclinación de 60° en captadores, el error absoluto máximo es del 19,8% y el error medio absoluto del 10,0%.

4.4 Análisis de resultados

En este apartado, en primer lugar, se analizarán los errores máximos absolutos y medios obtenidos en el apartado anterior para cada una de las cinco agrupaciones (localidad, área de captación...) de resultados realizadas, con el fin de determinar con cual agrupación se obtienen con CHEQ4 unos resultados más fiables, es decir, con errores menores, y en segundo lugar, se buscarán las causas de las diferencias de fracciones solares obtenidas entre TRNSYS y CHEQ4.

A continuación se analizan los errores obtenidos. En la siguiente tabla se recogen los errores absolutos máximos y medios de cada una de las cinco agrupaciones llevadas a cabo en el apartado anterior, “4.3 Resultados”.

Tipo de Agrupación de fracciones solares		Eabs _{máx} [%]	Eabs _{med} [%]
Total (99 instalaciones)		26,3	9,4
Localidad	Bilbao	26,3	10,7
	Madrid	20,6	9,2
	Sevilla	19,8	8,3
Inclinación del campo de captación	30°	24,0	9,1
	45°	21,7	8,2
	60°	26,3	10,9
Superficie de captación	2 m ²	11,5	8,7
	4 m ²	14,7	9,0
	6 m ²	10,2	3,6

	8 m ²		18,4	9,3
	10 m ²		13,9	8,3
	12 m ²		19,8	16,1
	16 m ²		26,3	17,5
Localidad e inclinación del campo de captación	Bilbao	30°	24,0	10,9
		45°	21,7	9,8
		60°	26,3	11,4
	Madrid	30°	15,2	8,2
		45°	14,5	7,9
		60°	20,6	11,5
	Sevilla	30°	14,4	8,1
		45°	13,1	6,9
		60°	19,8	10,0

Tabla 42. Errores absolutos máximos y medios.

En cuanto a la agrupación de fracciones solares por localidad se puede apreciar que los errores absolutos y medios aumentan al disminuir el índice de la zona del CTE asignada a cada punto geográfico, es decir, Bilbao (zona 1 CTE) tiene mayores errores que Madrid (zona 3 CTE) y Sevilla (zona 5 CTE), concretamente, para Bilbao (zona 1 CTE) se tienen un error máximo absoluto del 26,3% y un error medio absoluto del 10,7%, para Madrid (zona 3 CTE) se tienen un error máximo absoluto del 20,6% y un error medio absoluto del 9,2%, y finalmente, para Sevilla (zona 5 CTE) se tienen un error máximo absoluto del 19,8% y un error medio absoluto del 8,3%.

Respecto a la agrupación de fracciones solares por inclinación del campo de captación se tiene que los errores absolutos máximo y medio obtenidos son menores cuando la inclinación del campo de captación es de 45°, siendo la inclinación de 60° la que mayores errores absolutos produce, concretamente, para una inclinación del campo de captación de 45° se tienen un error máximo absoluto del 21,7% y un error medio absoluto del 8,2%, mientras que para una inclinación del campo de captación de 60° se tiene un error máximo absoluto del 26,3% y un error medio absoluto del 10,9%.

Atendiendo la agrupación de fracciones solares por superficie del campo de captación, se tiene que los errores absolutos máximo y medio obtenidos son menores cuando la superficie de captación es de 10 m², siendo el error máximo absoluto del 10,2% y el error medio absoluto del 3,6%, mientras que para superficies de 12 y 16 m², se producen aumentos de errores considerables, teniendo un error máximo absoluto del 19,8% y un error medio absoluto del 16,1% para superficies de captación de 12 m², y del 26,3% y del 17,5% respectivamente para superficies de captación de 16 m².

En referencia a la agrupación de fracciones solares por localidad e inclinación del campo de captación se puede observar que los menores errores absolutos máximo y medio obtenidos, se producen cuando la inclinación del campo de captación es de 45° y el índice del CTE mayor, algo que era de esperar y que es compatible con las conclusiones que se han obtenido en los párrafos anteriores tras analizar la agrupación de fracciones solares por localidad y la agrupación de fracciones solares por inclinación del campo de captación.

Tras haber analizado las diferentes agrupaciones de fracciones solares se llega a la conclusión de que CHEQ4 hace una reproducción más precisa de TRNSYS (en lo que a instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares se refiere, pues éste es el tipo de instalación sobre el que se ha realizado el estudio) cuando la localidad se corresponde con una zona del CTE de mayor índice, la inclinación del campo de captación es de 45° y el área de la superficie de captación está comprendida entre 2 y 10 m².

Causas justificativas de los diferentes resultados

A continuación se muestran cada una de las causas que hacen que CHEQ4 no reproduzca fielmente los resultados de TRNSYS, que son los considerados como exactos.

Metodología de cálculo

La razón principal de las diferencias de resultados es la metodología de cálculo utilizada por un programa y otro. Los procedimientos de cálculos entre ambos programas son muy diferentes, CHEQ4 basa sus resultados en MetaSol que es una generalización de unas 69.000 simulaciones realizadas con TRNSYS con distintos escenarios que dan lugar a 14 curvas, dos por configuración, que permiten predecir las ganancias y pérdidas de cada uno de los sistemas. Añadir que de las 69.000 simulaciones realizadas para crear todas las configuraciones de sistemas que aparecen en CHEQ4, tan solo 5.100 son las que se realizaron con interacumulador para configurar dicho tipo de sistema.

Sin embargo TRNSYS utiliza un motor de cálculo mucho más potente basado en ecuaciones físicas más sofisticadas y específicas, y es por ello que sus resultados son más fiables y hacen una reproducción más exacta de la realidad.

Datos meteorológicos

- **Distinta fuente de datos climáticos.** TRNSYS trabaja con una base de datos meteorológicos procedentes de Meteonorm, mientras que CHEQ4 toma los datos de irradiación global media sobre la horizontal de “Atlas de Radiación Solar en España de la AEMET” y los datos de temperatura Ambiente los toma de la norma UNE 94003.
- **Distinta base de tiempo de trabajo.** TRNSYS trabaja con datos en base horaria mientras que CHEQ4 lo hace con datos en base mensual.
- **Rango de datos climáticos.** TRNSYS tiene una amplia variedad de datos climáticos, mientras que CHEQ4 solo tiene en cuenta la irradiación global media sobre la horizontal y la temperatura ambiente, TRNSYS trabaja con valores de radiación difusa, velocidad y dirección del viento y otros parámetros más específicos.

Captador solar

- **Área absorbedora.** Las simulaciones realizadas con TRNSYS han sido con captadores de área de 2 m^2 , mientras que las realizadas con CHEQ4 han sido de $1,94 \text{ m}^2$, debido a que el modelo de captador comercial de CHEQ4 que mejor se ajustaba a los parámetros del captador que se había elegido en el capítulo 3 (ver apartado 3.4.1 Parámetros del captador solar) era el captador “Junkers FCC 1 S” que tenía un área unitaria levemente inferior a los 2 m^2 .
- **Eficiencia óptica.** Las eficiencias ópticas de los captadores utilizados en TRNSYS son de 0,80 mientras que las de los captadores utilizados en CHEQ4 eran de 0,756 por la misma razón que se ha descrito anteriormente.
- **Coefficiente de pérdidas lineal.** Del mismo modo hay diferencias en el coeficiente de pérdidas lineal entre las simulaciones de ambos programas, mientras que en las simulaciones de TRNSYS se utilizan captadores con un C1 de 2,74, 3,25 y 4,07 [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$] en CHEQ4 el captador siempre tiene un mismo C1 de valor 4,052 [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$].
- **Coefficiente de pérdidas cuadráticas.** Análogamente ocurre con C2, mientras que en las simulaciones de TRNSYS se utilizan captadores con un C2 de 0,007, 0,0117 y 0,225 [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}^2$] en CHEQ4 el captador siempre tiene un mismo C2 de valor 0,0138 [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}^2$].

Aunque el captador solar tomado en TRNSYS no ha sido exactamente el mismo que el utilizado en CHEQ4, esto no justifica las diferencias de resultados obtenidos en TRNSYS y CHEQ4.

Parametrización del interacumulador

En las simulaciones realizadas con TRNSYS se han tenido en cuenta parámetros como el volumen de acumulación, la longitud y superficie de intercambio del serpentín, el coeficiente de pérdidas del depósito, el número de nodos, etc, mientras que en CHEQ4 solo se ha incluido como parámetro de entrada el volumen de acumulación, por lo que en TRNSYS las simulaciones han sido más específicas.

5. Resumen y conclusiones

5.1 Introducción

En este capítulo se realiza un resumen del trabajo de cada capítulo, aportándose la información y datos más relevantes del mismo, ofreciendo de manera clara y concisa las ideas principales tratadas en este proyecto.

5.2 Resumen y conclusiones

En el primer capítulo se lleva a cabo un estudio sobre la implantación y desarrollo de la energía solar térmica operativa y producida en el mundo, Europa y España, del que se extrae fundamentalmente, que la utilización de energía solar térmica está en auge a pesar de haber atravesado por momentos de crisis económica, cada año es mayor la potencia solar térmica instalada y producida a nivel mundial, siendo China el país que lidera el ranking mundial de energía solar térmica operativa con un total de 289.520 MWth, seguida por los Estados Unidos con 17.098 MWth, Alemania con 12.780 MWth y Turquía con 12.730 MWth. España se sitúa en el puesto décimotercero a nivel mundial y quinto de Europa con 2.415 MWth de capacidad solar térmica total operativa. El positivo impacto que tiene sobre el medio ambiente el uso de este tipo de energía renovable, supuso en el 2014 un ahorro de energía equivalente a 36,1 millones de toneladas de petróleo y la no emisión de 116,4 millones de toneladas de CO₂ en el mundo y actualmente la tendencia es que estas cifras van en aumento. Se determina cuáles son los tipos de instalaciones solares térmicas (termosifón o circulación forzada) más empleadas hoy en día y las causas de que en una determinada zona geográfica la mayoría de instalaciones sean más de un tipo que del otro. A nivel mundial predominan las instalaciones solares térmicas por termosifón con un 78% mientras que por circulación forzada ocupan el 22%. En Europa predominan las instalaciones solares térmicas por circulación forzada con un 61% sobre las de termosifón con un 39%. Por otro lado se analizan los tipos de captadores solares instalados, cuál tipo se utiliza más, siendo a nivel mundial el captador de tubo de vacío el más utilizado con un 71,1%, pero a nivel europeo los más utilizados son los captadores planos con cubierta con un 83,8% sobre los otros tipos. Finalmente en este capítulo se resumen las aplicaciones de la energía solar térmica en el sector de la edificación en el 2014, siendo el 94% de la energía solar térmica total producida en el mundo utilizada para agua caliente sanitaria (acs), el 68% fue generada por sistemas de pequeña escala en viviendas unifamiliares, el 26% fue producido por sistemas a mayor escala utilizados en viviendas multifamiliares, como hoteles, hospitales, colegios, etc, un 4% fue utilizado para la climatización de piscinas y el 2% restante corresponde a sistemas solares combinados.

En el segundo capítulo se estudian las instalaciones solares térmicas acs (agua caliente sanitaria) para viviendas unifamiliares, explicándose el tipo funcionamiento que las caracteriza, por termosifón o por circulación forzada. En la decisión de optar por instalaciones solares de un tipo de funcionamiento u otro, influirán aspectos como la zona climática en la que se vaya a establecer la instalación solar entre otros, además, se exponen y explican con detalle las cuatro configuraciones básicas de las instalaciones solares acs para viviendas unifamiliares que ofrece CHEQ4, y éstas son, las instalaciones solares acs por termosifón, las instalaciones solares acs con

interacumulador, las instalaciones solares acs con intercambiador independiente y las instalaciones solares acs con intercambiador independiente y piscina cubierta. Por último, se explican las características más importantes de los elementos que conforman una instalación solar acs, sistema de captación solar, sistema de acumulación, sistema de calentamiento auxiliar y sistema de transporte (tuberías, válvulas, bombas, etc).

En el capítulo tercero se explican en qué consisten dos programas que se utilizan actualmente para la simulación de sistemas solares, TRNSYS y CHEQ4, para luego utilizarlos para programar/diseñar y simular instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares. Seguidamente se realizan una serie de cálculos paramétricos con la finalidad de obtener un conjunto de instalaciones solares acs con interacumulador (se realizan un total de 99 instalaciones y sus parámetros fundamentales se recogen en las tablas del Anexo de este proyecto) para simularlas con ambos programas y hallar las fracciones solares con TRNSYS y CHEQ4, y realizar un análisis de resultados que más adelante se explicará en qué consiste. Una vez que se tienen los parámetros organizados y agrupados de tal forma que determinen las noventa y nueve instalaciones que se han mencionado anteriormente, se elige una de ellas como instalación base, en concreto la 1S (instalación de Sevilla número 1, ver tablas del Anexo) y se explica tomando los parámetros de ella, cómo programar/diseñar en TRNSYS dicha instalación, luego se hace lo mismo para CHEQ4, y se calculan sus fracciones solares. Análogamente a la instalación base 1S, se programarían todas las demás para hallar sus correspondientes fracciones solares, cuyos valores se muestran tanto numéricamente como de manera gráfica en el capítulo cuarto, donde además, como se ha dicho, se analizan los resultados obtenidos.

En el capítulo cuarto se muestran numéricamente las fracciones solares obtenidas tanto en TRNSYS como en CHEQ4 de las noventa y nueve instalaciones, y se representan gráficamente. Se aprecia claramente que hay diferencias notables en cuanto a los resultados obtenidos, siendo el error máximo absoluto del 26,3%, correspondiente a la instalación 33B (instalación de Bilbao número 33) y el error medio absoluto del 9,4%. Ante esta situación, se decide hacer distintas agrupaciones de las instalaciones con la finalidad de averiguar cuáles son los parámetros que hacen que CHEQ4 dé unos resultados más fiables, es decir, con errores absolutos menores respecto a los resultados de TRNSYS, ya que los resultados de TRNSYS son los considerados como exactos y que mejor reproducen una situación real.

A continuación en este mismo capítulo, se organizan y agrupan los resultados de fracciones solares de cuatro formas diferentes, primero, se hace una agrupación por localidad, luego por inclinación del campo de captación, después por superficie de captación y por último, por localidad e inclinación del campo de captación, para así averiguar si las diferencias de resultados es menor o mayor de una manera u otra, es decir, si se observa o no, una tendencia más o menos uniforme u homogénea en cuanto a las diferencias de resultados agrupándolos de una u otra manera, además, para cada agrupación se calcula el error absoluto máximo y el medio, determinándose así cuál agrupación de las cuatro tiene mayor o menor error, y a la vez también qué agrupación de parámetros o tipo instalación es la que CHEQ4 reproduce mejor.

Tras realizar las diferentes agrupaciones se obtienen las siguientes conclusiones, en cuanto a la agrupación de fracciones solares por localidad se puede apreciar que los errores absolutos y medios aumentan al disminuir el índice de la zona del CTE asignada a cada punto geográfico, es decir, Bilbao (zona 1 CTE) tiene mayores errores que Madrid (zona 3 CTE) y Sevilla (zona 5 CTE), concretamente, para Bilbao (zona 1 CTE) se tienen un error máximo absoluto del 26,3% y un error medio absoluto del 10,7%, para Madrid (zona 3 CTE) se tienen un error máximo absoluto del 20,6% y un error medio absoluto del 9,2%, y finalmente, para Sevilla (zona 5 CTE) se tienen un error máximo absoluto del 19,8% y un error medio absoluto del 8,3%.

Respecto a la agrupación de fracciones solares por inclinación del campo de captación, se tiene que los errores absolutos máximo y medio obtenidos son menores cuando la inclinación del campo de captación es de 45° , siendo la inclinación de 60° la que mayores errores absolutos produce, concretamente, para una inclinación del campo de captación de 45° se tienen un error máximo absoluto del 21,7% y un error medio absoluto del 8,2%, mientras que para una inclinación del campo de captación de 60° se tiene un error máximo absoluto del 26,3% y un error medio absoluto del 10,9%.

Atendiendo la agrupación de fracciones solares por superficie del campo de captación, se tiene que los errores absolutos máximo y medio obtenidos son menores cuando la superficie de captación es de 10 m^2 , siendo el error máximo absoluto del 10,2% y el error medio absoluto del 3,6%, mientras que para superficies de 12 y 16 m^2 , se producen aumentos de errores considerables, teniendo un error máximo absoluto del 19,8% y un error medio absoluto del 16,1% para superficies de captación de 12 m^2 , y del 26,3% y del 17,5% respectivamente para superficies de captación de 16 m^2 .

En referencia a la agrupación de fracciones solares por localidad e inclinación del campo de captación se puede observar que los menores errores absolutos máximo y medio obtenidos, se producen cuando la inclinación del campo de captación es de 45° y el índice del CTE mayor, algo que era de esperar y que es compatible con las conclusiones que se han obtenido anteriormente tras analizar la agrupación de fracciones solares por localidad y la agrupación de fracciones solares por inclinación del campo de captación.

Tras haberse analizado las diferentes agrupaciones de fracciones solares se llega a la conclusión de que CHEQ4 se ajusta mejor a los resultados de TRNSYS (en las instalaciones solares acs con interacumulador para viviendas unifamiliares) cuando la localidad se corresponde con una zona del CTE de mayor índice, la inclinación del campo de captación es de 45° y el área de la superficie de captación está comprendida entre 2 y 10 m^2 .

Finalmente se analizan las causas que justifiquen la diferencia de resultados entre ambos programas, TRNSYS y CHEQ4. La razón principal es la metodología de cálculo con la que trabaja cada programa, mientras que TRNSYS hace una reproducción del sistema solar hora a hora basando su comportamiento en ecuaciones físicas, CHEQ4 basa sus resultados en una serie de correlaciones empíricas extraídas de los resultados obtenidos tras realizar 5.100 simulaciones con TRNSYS, y además trabaja con base horaria mensual. Hay otras razones que también influyen en los resultados, pero son de mucha menos importancia que la anterior, y se explican con mayor detalle en la Memoria, como el hecho de haber utilizado un captador solar con unas características algo diferentes a las de CHEQ4, o que las fuentes de datos meteorológicos no son exactamente iguales en ambos programas, o que la programación del interacumulador en TRNSYS es mucho más específica pues permite hacer un diseño más completo, es decir, TRNSYS permite introducir parámetros como el volumen de acumulación, la longitud y superficie de intercambio del serpentín, el coeficiente de pérdidas del depósito, el número de nodos, etc, mientras que CHEQ4 solo permite incluir como parámetro de entrada el volumen de acumulación.

Referencias

[1] Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR, (Junio 2005). UNE 94002. Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria. Cálculo de la demanda de energía térmica.

[2] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE. Manual de usuario para CHEQ4.

<http://cheq4.idae.es/userfiles/file/Manual%20de%20usuario%20CHEQ4.pdf>

[3] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE. Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios

http://idae.electura.es/publicacion/295/evaluaci%EF%BF%BDn_potencial_climatizaci%EF%BF%BDn_energ%EF%BF%BDa_solar_t%EF%BF%BDrmica_edificios

[4] Solar Heat Worldwide. <http://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide>

[5] Asociación Solar de la Industria Térmica, ASIT. Guía ASIT de la energía solar térmica.

http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Guia_Asit_de_la_energia_solar_termica.pdf

[6] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE. Guía Técnica Agua Caliente Sanitaria Central.

http://idae.electura.es/publicacion/364/gu%EF%BF%BDa_t%EF%BF%BDcnica_agua_caliente_sanitaria_central

[7] Documento Básico HE. Ahorro de energía.

<http://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/DBHE.pdf>

[8] Enerdata. <http://www.enerdata.net/>

[9] TRNSYS. <http://www.trnsys.com/>

Anexo. Tablas de parámetros para las simulaciones

Nº Sim	Fichero Meteorológ	Nº Usu	ÁCpt [m²]	C1 [W/m²·K]	C2 [W/m²·K²]	Ac/ÁCpt [m³/m²]	Vac [m³]	In_Cpt [°]	Lac_cpt [m]	Lcpt_ac [m]	Lpc [m]	Di [mm]	h [m]	He1 [m]	Hs1 [m]	He2 [m]	Hs2 [m]	Hsnd [m]	S [m²]
1B	Bilbao Zona 1 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	30	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
2B	Bilbao Zona 1 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	45	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
3B	Bilbao Zona 1 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	60	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
4B	Bilbao Zona 1 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	30	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
5B	Bilbao Zona 1 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	45	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
6B	Bilbao Zona 1 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	60	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
7B	Bilbao Zona 1 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	30	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
8B	Bilbao Zona 1 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	45	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
9B	Bilbao Zona 1 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	60	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
10B	Bilbao Zona 1 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	30	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
11B	Bilbao Zona 1 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	45	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
12B	Bilbao Zona 1 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	60	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
13B	Bilbao Zona 1 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	30	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
14B	Bilbao Zona 1 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	45	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
15B	Bilbao Zona 1 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	60	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
16B	Bilbao Zona 1 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	30	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113
17B	Bilbao Zona 1 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	45	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113

Tabla 43. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Bilbao.

Nº Sim	Fichero Meteorológ	Nº Usu	ÁCpt [m²]	C1 [W/m²·K]	C2 [W/m²·K²]	Ac/ÁCpt [m³/m²]	Vac [m³]	In_Cpt [°]	Lac_cpt [m]	Lcpt_ac [m]	Lpc [m]	Di [mm]	h [m]	He1 [m]	Hs1 [m]	He2 [m]	Hs2 [m]	Hsnd [m]	S [m²]
18B	Bilbao Zona 1 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	60	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113
19B	Bilbao Zona 1 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	30	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
20B	Bilbao Zona 1 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	45	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
21B	Bilbao Zona 1 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	60	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
22B	Bilbao Zona 1 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	30	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
23B	Bilbao Zona 1 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	45	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
24B	Bilbao Zona 1 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	60	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
25B	Bilbao Zona 1 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	30	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
26B	Bilbao Zona 1 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	45	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
27B	Bilbao Zona 1 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	60	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
28B	Bilbao Zona 1 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	30	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
29B	Bilbao Zona 1 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	45	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
30B	Bilbao Zona 1 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	60	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
31B	Bilbao Zona 1 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	30	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883
32B	Bilbao Zona 1 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	45	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883
33B	Bilbao Zona 1 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	60	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883

Tabla 43. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Bilbao (continuación).

Nº Sim	Fichero Meteorológ	Nº Usu	ÁCpt [m²]	C1 [W/m²·K]	C2 [W/m²·K²]	Ac/ÁCpt [m³/m²]	Vac [m³]	In_Cpt [°]	Lac_cpt [m]	Lept_ac [m]	Lpc [m]	Di [mm]	h [m]	He1 [m]	Hs1 [m]	He2 [m]	Hs2 [m]	Hsnd [m]	S [m²]
1M	Madrid Zona 3 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	30	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
2M	Madrid Zona 3 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	45	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
3M	Madrid Zona 3 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	60	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
4M	Madrid Zona 3 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	30	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
5M	Madrid Zona 3 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	45	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
6M	Madrid Zona 3 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	60	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
7M	Madrid Zona 3 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	30	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
8M	Madrid Zona 3 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	45	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
9M	Madrid Zona 3 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	60	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
10M	Madrid Zona 3 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	30	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
11M	Madrid Zona 3 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	45	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
12M	Madrid Zona 3 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	60	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
13M	Madrid Zona 3 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	30	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
14M	Madrid Zona 3 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	45	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
15M	Madrid Zona 3 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	60	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
16M	Madrid Zona 3 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	30	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113
17M	Madrid Zona 3 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	45	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113

Tabla 44. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Madrid.

Nº Sim	Fichero Meteorológ	Nº Usu	ÁCpt [m²]	C1 [W/m²·K]	C2 [W/m²·K²]	Ac/ÁCpt [m³/m²]	Vac [m³]	In_Cpt [°]	Lac_cpt [m]	Lcpt_ac [m]	Lpc [m]	Di [mm]	h [m]	He1 [m]	Hs1 [m]	He2 [m]	Hs2 [m]	Hsnd [m]	S [m²]
18M	Madrid Zona 3 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	60	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113
19M	Madrid Zona 3 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	30	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
20M	Madrid Zona 3 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	45	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
21M	Madrid Zona 3 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	60	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
22M	Madrid Zona 3 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	30	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
23M	Madrid Zona 3 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	45	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
24M	Madrid Zona 3 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	60	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
25M	Madrid Zona 3 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	30	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
26M	Madrid Zona 3 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	45	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
27M	Madrid Zona 3 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	60	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
28M	Madrid Zona 3 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	30	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
29M	Madrid Zona 3 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	45	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
30M	Madrid Zona 3 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	60	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
31M	Madrid Zona 3 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	30	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883
32M	Madrid Zona 3 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	45	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883
33M	Madrid Zona 3 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	60	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883

Tabla 44. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Madrid (continuación).

Nº Sim	Fichero Meteorológ	Nº Usu	ÁCpt [m²]	C1 [W/m²·K]	C2 [W/m²·K²]	Ac/ÁCpt [m³/m²]	Vac [m³]	In_Cpt [°]	Lac_cpt [m]	Lcpt_ac [m]	Lpc [m]	Di [mm]	h [m]	He1 [m]	Hs1 [m]	He2 [m]	Hs2 [m]	Hsnd [m]	S [m²]
1S	Sevilla Zona 5 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	30	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
2S	Sevilla Zona 5 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	45	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
3S	Sevilla Zona 5 CTE	4	2	2,74	0,007	0,05	0,1	60	8	8	4	12	1,0320	0,5160	0,1032	0	1,0320	0,1032	1,1255
4S	Sevilla Zona 5 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	30	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
5S	Sevilla Zona 5 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	45	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
6S	Sevilla Zona 5 CTE	4	4	2,74	0,007	0,05	0,2	60	8	8	4	12	1,0640	0,5320	0,1064	0	1,0640	0,1064	1,3616
7S	Sevilla Zona 5 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	30	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
8S	Sevilla Zona 5 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	45	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
9S	Sevilla Zona 5 CTE	4	6	2,74	0,007	0,05	0,3	60	8	8	4	12	1,0960	0,5480	0,1096	0	1,0960	0,1096	1,5976
10S	Sevilla Zona 5 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	30	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
11S	Sevilla Zona 5 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	45	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
12S	Sevilla Zona 5 CTE	8	4	3,25	0,0117	0,07	0,28	60	11	11	5,5	12	1,0896	0,5448	0,1090	0	1,0896	0,1090	1,5504
13S	Sevilla Zona 5 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	30	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
14S	Sevilla Zona 5 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	45	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
15S	Sevilla Zona 5 CTE	8	6	3,25	0,0117	0,07	0,42	60	11	11	5,5	12	1,1344	0,5672	0,1134	0	1,1344	0,1134	1,8808
16S	Sevilla Zona 5 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	30	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113
17S	Sevilla Zona 5 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	45	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113

Tabla 45. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Sevilla.

Nº Sim	Fichero Meteorológ	Nº Usu	ÁCpt [m²]	C1 [W/m²·K]	C2 [W/m²·K²]	Ac/ÁCpt [m³/m²]	Vac [m³]	In_Cpt [°]	Lac_cpt [m]	Lcpt_ac [m]	Lpc [m]	Di [mm]	h [m]	He1 [m]	Hs1 [m]	He2 [m]	Hs2 [m]	Hsnd [m]	S [m²]
18S	Sevilla Zona 5 CTE	8	8	3,25	0,0117	0,07	0,56	60	11	11	5,5	12	1,1792	0,5896	0,1179	0	1,1792	0,1179	2,2113
19S	Sevilla Zona 5 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	30	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
20S	Sevilla Zona 5 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	45	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
21S	Sevilla Zona 5 CTE	8	10	3,25	0,0117	0,07	0,70	60	11	11	5,5	14	1,2240	0,6120	0,1224	0	1,2240	0,1224	2,5417
22S	Sevilla Zona 5 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	30	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
23S	Sevilla Zona 5 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	45	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
24S	Sevilla Zona 5 CTE	12	4	4,07	0,225	0,09	0,36	60	14	14	7	12	1,1152	0,5576	0,1115	0	1,1152	0,1115	1,7392
25S	Sevilla Zona 5 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	30	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
26S	Sevilla Zona 5 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	45	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
27S	Sevilla Zona 5 CTE	12	8	4,07	0,225	0,09	0,72	60	14	14	7	12	1,2304	0,6152	0,1230	0	1,2304	0,1230	2,5889
28S	Sevilla Zona 5 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	30	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
29S	Sevilla Zona 5 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	45	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
30S	Sevilla Zona 5 CTE	12	12	4,07	0,225	0,09	1,08	60	14	14	7	15	1,3456	0,6728	0,1346	0	1,3456	0,1346	3,4386
31S	Sevilla Zona 5 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	30	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883
32S	Sevilla Zona 5 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	45	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883
33S	Sevilla Zona 5 CTE	12	16	4,07	0,225	0,09	1,44	60	14	14	7	17	1,4608	0,7304	0,1461	0	1,4608	0,1461	4,2883

Tabla 45. Parametrización de las instalaciones solares acs con interacumulador de Sevilla (continuación).

